



Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation

Audrey Neau

► To cite this version:

Audrey Neau. Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation. Géophysique [physics.geo-ph]. Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2009. Français. NNT: . tel-00403501

HAL Id: tel-00403501

<https://theses.hal.science/tel-00403501>

Submitted on 10 Jul 2009

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Numéro d'attribution à la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THÈSE

Présentée à

L'Université de Pau et des Pays de l'Adour

**Ecole doctorale
« Sciences exactes et leurs applications »**

Par

Audrey NEAU

Pour obtenir le grade de

Docteur

Spécialité : Exploration géophysique

CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS PAR LES DONNÉES SISMIQUES, AVEC L'AIDE DE LA GÉOMODÉLISATION

soutenue publiquement le 14 mai 2009 devant le jury composé de

Béatrice de Voogd	Université de Pau et des Pays de l'Adour	Directeur de thèse
Pierre Thore	TOTAL SA, Pau	Co-Directeur de thèse
Hervé Perroud	Université de Pau et des Pays de l'Adour	Président du jury
Jean-Paul Chilès	Ecole des Mines de Paris	Rapporteur
Frédérique Fournier	Beicip Franlab, Rueil Malmaison	Rapporteur
Philippe Doyen	CGGVeritas, Crawley UK	Examineur
Mrinal K. Sen	Université du Texas, Austin USA	Examineur

Département Innovation du C.S.T.J.F. de TOTAL
Laboratoire de Modélisation et Imagerie en Géosciences (MIGP) - UMR 5212 - Pau

"Gloire à toi, Archimède, qui fut le premier à démontrer que, lorsque l'on plonge un corps dans une baignoire, le téléphone sonne."

Pierre DESPROGES

"Dans les sciences, le chemin est plus important que le but. Les sciences n'ont pas de fin."

Erwin CHARGAFF

Remerciements

Ce manuscrit rassemble l'ensemble du travail scientifique de trois années de thèse. Mais une thèse ne se résume pas simplement aux résultats scientifiques, ce sont également des rencontres, une expérience humaine et donc un enrichissement personnel de trois ans d'une vie, ponctués de bons moments et d'obstacles à surmonter.

Ces trois années bien remplies, qui sont une part de vie et que je n'oublierai pas, je les dois à tous les échanges scientifiques, à toutes les personnes qui m'ont encouragées et soutenues, et enfin à toutes les personnes que j'ai croisées pendant cette « parenthèse » de ma vie. Cette page de remerciement leur est destinée, et j'espère n'oublier personne. Si c'est le cas, mille excuses : il y a peut-être des oublis sur le papier, mais pas dans l'esprit !

Je tiens tout d'abord à remercier l'instigateur de cette thèse et co-directeur, Monsieur Pierre Thore, pour avoir cru en moi et m'avoir lancée dans cette aventure, en me permettant de faire ce travail dans les meilleures conditions possibles, pour m'avoir d'abord guidée pas à pas puis laissée voler de mes propres ailes.

Mes remerciements vont également à ma directrice, Madame Béatrice De Voogd, pour sa présence efficace tout au long de la thèse, pour sa disponibilité, sa réactivité et ses compétences. Merci pour toujours avoir valorisé mon travail et m'avoir donnée plus confiance en moi.

Madame Frédérique Fournier et Monsieur Jean-Paul Chilès ont accepté d'être les rapporteurs de cette thèse, et je les en remercie. Ils ont également contribué par leurs nombreuses remarques et suggestions à améliorer la qualité de ce mémoire, et je leur en suis très reconnaissante.

Messieurs Philippe Doyen, Hervé Perroud et Mrinal Sen m'ont fait l'honneur de participer au Jury de soutenance ; je les en remercie profondément. Remerciements particuliers à Monsieur Hervé Perroud pour avoir accepté le rôle de président du jury de cette thèse, la première issue de son projet de Master.

Je remercie Messieurs Jérôme Guilbot et Ramin Nawab, successivement chefs du département Innovation de Total, pour m'avoir accueillie dans leur équipe, et pour les conseils stimulants que j'ai eu l'honneur de recevoir de leurs parts. Merci à tous les membres actuels et passés de cette entité, Jean-Luc, Hassan, Feï, Juan, Frédéric, Anthony, Maryvonne, Francis, Sung, Didier, Ehsan, pour m'avoir intégrée dans le service non pas comme une stagiaire mais avec autant d'égard qu'une collègue.

Je ne saurais jamais assez remercier Issam Tarrass pour sa bonne humeur quotidienne, pour son soutien moral permanent et pour sa gentillesse. J'ai eu la chance de partager son

bureau pendant trois ans... un véritable ami à présent. Un grand merci à toi. Et un gros M.... pour la fin de ta thèse !

Je remercie tous ceux sans qui cette thèse ne serait pas ce qu'elle est : aussi bien par les discussions que j'ai eu la chance d'avoir avec eux, leurs suggestions ou contributions. Je pense ici en particulier à Messieurs Marc Elias et Eric Maocec pour le champ Alpha, à Lorette Anquelle, Yoann Guilloux et Dimitri Modin pour le champ Bêta, et à Cécile Pabian, Jean Luc Broyer, Alain Jegoux et Matthieu Pellerin pour le champ Gamma. Merci aux collègues de CGGVeritas, Rémi, Raphael, Robert pour leur aide sur GeoSI. Je remercie également Messieurs Jean Luc Piazza, Emmanuel Chavanne, Pierre Biver, et Léon Barens pour les discussions et suggestions en géomodélisation. Un grand merci à Benoit Paternoster pour ces discussions où l'on vient avec une question et dont on ressort la tête pleine de nouveaux horizons...

En ce qui concerne la partie informatique de ce travail, je remercie Messieurs Guillaume Morin et Sylvain Sangla pour leur aide précieuse en programmation, ainsi que l'équipe support de Sismage, David, Rabah, Khalid pour leur volonté de toujours répondre à mes questions. Frédéric Mansanné et Sylvain Toinet ont été très présents lors de l'implémentation informatique de mes travaux, et je les en remercie énormément.

Je passe ensuite une dédicace spéciale à tous les jeunes gens que j'ai eu le plaisir de côtoyer durant ces quelques années à Pau, je pense notamment à Alain-Christophe, Matthieu, Livinus, Maelle, Khalil, Ravi, Paritosh, Désirée, Céline, et tous les étudiants des promotions 2008 et 2009 du Master Génie Pétrolier de Pau, à qui j'ai dispensés quelques cours de caractérisation réservoir.

Je souhaite également remercier Jean Claude Mercier, mon ancien Professeur de La Rochelle, pour avoir fait le trajet jusqu'à Pau rien que pour assister à ma soutenance. Quelle belle surprise vous m'avez faite !

Mes remerciements vont également vers François Levêque pour m'avoir lancée sur cette voie, pour avoir cru en ma motivation et pour s'être décarcassé pour que je puisse assister à tous les camps de terrain. Je ne saurai jamais assez remercier Guy Sénéchal pour ses encouragements précieux qui m'ont permis de garder la tête hors de l'eau quand les choses étaient difficiles en Licence et pour avoir partagé le projet Rustrel avec moi deux années de suite.

Enfin, mais pas des moindres, un grand merci à mes amis, mes trois petits rayons de soleil, Florence, Aurélie et Julia. Et aussi à Vicky pour m'avoir supporté au quotidien, dans les moments difficiles. Un grand merci à Anne et Bernard pour m'avoir "adoptée" et pour avoir été présents à tout instant. Petit clin d'oeil à Annick et Nicole pour avoir suivi mon parcours et pour votre présence le jour J.

Ces remerciements ne sauraient être complets si ma famille n'était citée. J'ai gardé le meilleur pour la fin : un grand merci à toute ma famille qui m'a toujours fait confiance et soutenue dans mes choix. Tout au long de mes études, vous avez su m'encourager et me remonter le moral dans les moments difficiles, et m'avez permis de réaliser mes projets...

A tous, merci.

*À ma grand-mère Elise qui n'a pas pu voir
l'aboutissement de ce travail.*

CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS PAR LES DONNÉES SISMQUES AVEC L'AIDE DE LA GÉOMODÉLISATION

Résumé :

La caractérisation sismique des réservoirs pétroliers nécessite l'intégration de plusieurs techniques telles que la lithosismique, la géomodélisation, la géostatistique, l'utilisation des algorithmes évolutionnaires et la pétrophysique. L'information sismique est d'abord utilisée pour la description de l'architecture externe des réservoirs car son utilisation pour la description des faciès ne se fait pas sans difficultés. L'objectif de cette thèse est d'apporter des outils nouveaux pour aider à l'utilisation de l'information sismique pour caractériser les réservoirs.

Un premier travail a consisté à évaluer l'impact des incertitudes structurales sur les inversions pétroélastiques et les conséquences en terme de classification de faciès. Ensuite, nous considérons la modélisation sismique comme aide à l'évaluation du modèle réservoir. Cette modélisation permettra de faire le lien entre les simulateurs réservoir ou les géomodeleurs et la réponse sismique du réservoir.

Nous développons ensuite deux approches alternatives aux méthodes traditionnelles en inversion pétroélastique et pétrophysique. La première utilise la méthode géostatistique des déformations graduelles pour créer des réalisations de propriétés réservoirs. Elle permet de créer des propriétés à l'échelle réservoir, conditionnées aux puits, tout en respectant une fonction coût basée sur la comparaison des données sismiques réelles et issues de ces réalisations.

La seconde méthode repose sur le principe de la classification supervisée et utilise des réseaux de neurones pour analyser la forme des traces sismiques. Une première étape consiste à générer un volume d'apprentissage contenant tous les modèles pétrophysiques envisageables pour un champ donné. Ces modèles sont analysés par les réseaux de neurones. Les neurones ainsi identifiés sont appliqués aux données réelles, pour identifier des relations pétrophysique/sismique identiques aux données d'apprentissage.

Toutes les méthodologies sont validées sur plusieurs réservoirs choisis pour leurs particularités géologiques (complexité structurale, lithologie du réservoir).

Mots-clés : Caractérisation réservoir, sismique, inversion, géomodélisation, interprétation, réseaux de neurones.

RESERVOIR CHARACTERIZATION BASED ON SEISMIC DATA WITH THE HELP OF GEOMODELING METHODS

Abstract :

Seismic characterization of hydrocarbon reservoirs is based on various techniques : litho-seismic, geomodeling, geostatistics, evolutionary algorithms, and petrophysics. Seismic information is first used for the description of the reservoir structure, but then its relationship with facies description is a difficult task. The aim of this thesis is to develop new tools for seismic reservoir characterization.

A first work has consisted in evaluating the impact of structural uncertainties on petroelastic inversion and its consequences in terms of facies classification. Then, we consider seismic modeling as an aid to reservoir model evaluation. This modeling step will make the connection between the reservoir simulators (or geomodelers) and the seismic response of the reservoir.

Then we develop two alternative approaches for petroelastic and petrophysical inversion. The first one uses the gradual deformation method to generate reservoir property realizations. This method generates properties at the reservoir scale, conditioned by the wells, while respecting a cost function based on the comparison of actual and synthetic seismic data.

The second method is based on supervised classification principle and uses neural networks to analyze the waveform of seismic traces. A first step is to generate a volume containing all possible petrophysical models for the concerned field. These models are analyzed by the neural networks. The neurons identified are applied on the actual data to recognize similar petrophysical/seismic relationships.

All methods are tested and validated on actual reservoirs, chosen for their specific features (structural complexity, reservoir lithology).

Keywords : Reservoir characterization, seismic, inversion, geomodeling, interpretation, neural networks.

Table des matières

Remerciements	iii
Résumé	vi
Abstract	vii
Liste des figures	xix
Liste des tableaux	xx
1 Introduction générale	1
1.1 Problématique	1
1.2 Contexte scientifique	3
1.2.1 L'ingénierie du réservoir pétrolier	4
1.2.2 Les propriétés réservoirs	8
1.3 Organisation de la thèse	11
2 Présentation des données utilisées	15
2.1 Introduction	15
2.2 Avant-propos sur les données sismiques	15
2.2.1 Caractéristiques des ondes et propriétés des roches	15
2.2.2 Acquisition et traitement	18
2.3 Le champ Alpha - modèle turbiditique	21
2.3.1 Le contexte géologique	21
2.3.2 Le modèle réservoir	24
2.3.3 Les données sismiques	27
2.3.4 Les particularités du champ Alpha	29
2.4 Le champ Bêta - modèle turbiditique	30
2.4.1 Le contexte géologique	30
2.4.2 Le modèle réservoir	32
2.4.3 Les données puits	33
2.4.4 Les données sismiques	36
2.4.5 Les particularités du champ Bêta	38
2.5 Le champ Gamma - modèle carbonaté	39
2.5.1 Le contexte géologique	39
2.5.2 Les particularités du champ Gamma	40
I - Validité de la grille réservoir	43
3 Modélisation sismique à partir de la grille réservoir	43

3.1	Introduction	43
3.2	Calcul des données sismiques synthétiques	44
3.2.1	Le modèle convolutionnel 1D	44
3.2.2	Le tracé de rayons	45
3.2.3	Modélisation numérique de l'équation des ondes	45
3.3	Transformation en grille régulière	46
3.4	Evaluation des modélisations sur le champ Alpha	48
3.4.1	Effets du changement de support Sismique-Réservoir-Voxet	48
3.4.2	Sismogrammes synthétiques 1D	50
3.4.3	Modélisation sismique à partir d'une grille réservoir	51
3.5	Lissage des propriétés du voxel	53
3.6	Comparaison des sismiques réelles et synthétiques	55
3.7	Conclusions et perspectives	59
4	L'impact des incertitudes structurales	61
4.1	Introduction	62
4.2	Multiple reservoir grid realizations	62
4.2.1	Probability Fields method	63
4.2.2	Uncertainty representation	64
4.2.3	Application on Alpha field	65
4.3	Stochastic inversion	69
4.3.1	GeoSI operating principles	70
4.3.2	Prior model building	70
4.3.3	Generation and QC of seismic attributes	72
4.4	Facies classification	74
4.4.1	Well log scale	76
4.4.2	Seismic scale	78
4.4.3	Probabilistic facies cubes	80
4.5	Facies repartition in the reservoir grid	80
4.5.1	Upscaling at the reservoir grid scale	80
4.5.2	Comparison of facies repartition in each model	84
4.6	Conclusion	87
II	Alternatives à l'approche directe	91
5	Inversion par déformation graduelle	91
5.1	Introduction	91
5.2	Principe de fonctionnement des déformations graduelles	92
5.2.1	Formulation de base	93
5.2.2	Génération des réalisations secondaires	94
5.2.3	Conditionnement aux données de puits	96
5.3	Optimisation et itération du processus	97
5.3.1	Optimisation dans l'espace de recherche	97
5.3.2	Données sismiques synthétiques et comparaison aux données réelles	99
5.3.3	Itération	100
5.4	Application sur le champ Alpha	100
5.4.1	Le modèle initial	101
5.4.2	Le modèle réel	104
5.4.3	Paramétrisation de l'inversion par déformations graduelles	104

5.4.4	Analyse des résultats	107
5.4.5	Influence du variogramme	111
5.4.6	Données sismiques réelles versus données sismiques "solution"	114
5.5	Conclusions et perspectives	116
6	Petrophysical inversion by neural supervised classification	117
6.1	Introduction	117
6.2	The methodology	118
6.3	Neural Networks : Kohonen Self-Organizing Maps	120
6.4	Data preparation for the Beta field	124
6.4.1	Well log preparation	124
6.4.2	Preliminary tests	129
6.5	Neural Network classification applied to Beta field	133
6.5.1	Training from petrophysical models	133
6.5.2	Training from seismic data	138
6.5.3	Validation and interpretation of results	142
6.6	Data Preparation for the Gamma Field	145
6.6.1	Well log preparation	145
6.6.2	Neural Network classification	148
6.6.3	Preliminary tests	148
6.7	Neural network classification applied to Gamma field	151
6.7.1	Training from petrophysical models	151
6.7.2	Training from seismic data	155
6.7.3	Validation and interpretation of results	160
6.8	Concluding remarks and perspectives	163
III -	Conclusions et perspectives	167
	Concluding remarks and future research	167
Annexes		173
Annexe 1 :	SEG Annual Conference (San Antonio 2007)	173
Annexe 2 :	EAGE Annual Conference (Rome 2008)	179
Annexe 3 :	SEG Annual Conference (Las Vegas 2008)	185
Bibliographie		193

Table des figures

1.2.2	Construction du modèle réservoir. (a) Modèle structural ; (b) grille réservoir ; (c) remplissage du réservoir avec des propriétés (ici facies : en rouge, les argiles ; autres couleurs, les sables avec différents niveaux de cimentations).	7
2.2.1	La propagation d'une onde P sur une interface entre deux milieux induit la génération d'une onde P réfléchie P_r , d'une onde P transmise P_t , d'une onde S réfléchie S_r et d'une onde S transmise S_t .	16
2.2.2	Les différentes approximations de l'équation de Zoeppritz. L'approximation d'Aki et Richards, en pointillé vert, est retenue pour sa validité dans l'intervalle des angles considérés dans le domaine pétrolier. Tiré de Egretau 2005.	18
2.3.1	Localisation géographique du champ Alpha.	21
2.3.2	Evolution stratigraphique des bassins offshore angolais. De Brownfield and Charpentier 2006b.	23
2.3.3	Interprétation géologique régionale du champ Alpha.	23
2.3.4	Vue 3D de la grille réservoir R-Alpha, avec une section sismique et l'emplacement du puits.	24
2.3.5	Deux couches de la grille réservoir R-Alpha. La propriété illustrée représente les faciès lithologiques : argiles en rouge, sables grossiers (en vert) à fins (en bleu). La limite des données sismiques étudiées a été ajoutée sur l'image. Le point blanc correspond à la position du puits W-Alpha.	25
2.3.6	Logs pétrophysiques, pétroélastiques et lithologiques de W-Alpha. De gauche à droite : Gamma-Ray, lithologie, densité, vitesses P et S, porosité effective et saturation.	25
2.3.7	Diagramme croisé des propriétés Impédances relatives versus coefficient de Poisson relatif, coloré par les facies au puits.	26
2.3.8	Courbes d'enfouissement estimées pour le puits W-Alpha, pour les propriétés densité, vitesses P et S. Les points rouges correspondent aux données du puits W-Alpha, les points verts aux données du puits voisin.	27
2.3.9	Section sismique Near suivant la direction inline (à gauche) et crossline (à droite). Le réservoir est individualisé par les horizons bleus et la trajectoire du puits est représentée en jaune.	28
2.3.10	Ondelettes obtenues par calibration au puits sur le stack complet des données sismiques (à gauche), sur les stacks proches et moyens offsets (à droite).	28
2.3.11	Sections en impedances P (à gauche) et S (à droite) pour les inversions déterministes (en haut) et stochastiques (en bas). L'inversion stochastique est réalisée uniquement sur le réservoir R-Alpha.	29
2.4.1	Localisation géographique du champ Beta.	30

2.4.2	Interprétation géologique régionale du champ Bêta, d'après Corredor <i>et al.</i> 2005.	31
2.4.3	Interprétation géologique du réservoir R-Bêta avec une section temps des données sismiques (à gauche).	32
2.4.4	Vue 3D (à gauche) et section transversale (à droite) de la grille réservoir R-Bêta, avec une section sismique et l'emplacement des puits. La propriété représentée est le Net-To-Gross.	32
2.4.5	Deux couches de la grille réservoir R-Bêta. La propriété illustrée représente le Net-To-Gross. La limite des données sismiques étudiées a été ajoutée sur l'image. Les points blancs correspondent aux positions des puits W-Bêta1 à W-Bêta5.	33
2.4.6	Implantation des puits du champ Bêta dans les intervalles chenalisés du réservoir.	33
2.4.7	Logs lithologiques et pétroélastiques (lithologie, densité, vitesses P et S) pour les cinq puits du champ Bêta.	34
2.4.8	Diagramme croisé des propriétés Impédances acoustiques et du coefficient de Poisson, coloré par les 12 faciès initiaux, pour le puits W-Bêta3 à gauche et pour tous les puits à droite.	35
2.4.9	Comparaison des logs réels (en noir) et simulés par le PEM (en rouge) pour V_p , pour tous les puits du champ Bêta.	35
2.4.10	Section sismique Near suivant la direction inline (à gauche) et crossline (à droite). Le réservoir est individualisé par les horizons rouge et orange et la trajectoire des puits est représentée en rouge.	36
2.4.11	Ondelettes obtenues par calibration aux puits sur les différents substacks. En mauve : ondelette near ; en rouge : ondelette mid1 ; en vert : ondelette mid2 ; en jaune : ondelette far.	37
2.4.12	Sections en impédances P (à gauche) et S (à droite) pour les inversions déterministes (en haut) et stochastiques (en bas). L'inversion stochastique est réalisée uniquement sur le réservoir R-Bêta.	37
2.5.1	Principes de la dolomitisation hydrothermale dans les niveaux non perméables du réservoir Gamma.	40
3.3.1	Cellules des maillages "CPG" (irrégulier structuré) et cartésiens (régulier structuré).	47
3.3.2	Transformation d'une cellule réservoir en une série de voxels (cellules du voxet).	47
3.3.3	L'intersection de la grille réservoir (exemple du champ Alpha) avec un pseudo puits (en rouge) permet de récupérer les propriétés du réservoir sans changement d'échelle.	48
3.4.1	Effet du changement d'échelle entre les différents supports d'information sur le champ Alpha. En haut, impédances P à l'échelle sismique ; au centre, les mêmes impédances P portées dans la grille réservoir ; en bas, les impédances portées de la grille vers le voxet.	49
3.4.2	Statistiques du changement d'échelle entre les différents supports d'information sur le champ Alpha. En haut, nombre d'échantillons moyennés par cellule du réservoir ; la zone bleue correspond à des cellules de plus grande taille ; en bas, écart-type des échantillons, en pourcentage.	50

3.4.3	Effet du changement d'échelle sur une trace sismique. (a) l'impédance P de l'inversion stochastique à l'échelle sismique, (b) l'impédance P dans le voxet, (c) trace sismique réelle, (d) synthétique obtenu à partir de a , (e) synthétique du voxet obtenu à partir de b et (f) différence entre les deux synthétiques.	51
3.4.4	Effet du changement d'échelle sur les sections sismiques. En haut, la section issue de la modélisation sur le volume à l'échelle sismique (quelques cellules vides dans le volume d'impédance sismique apparaissent comme des points sur l'image sismique); en bas, la section issue de la modélisation sur le volume à l'échelle réservoir. Toutes ces modélisations sont réalisées par convolution 1D sur chacune des traces du volume 3D. Les traces synthétiques de la figure 3.4.3 ont été remplacées sur la figure.	52
3.5.1	Application d'un filtre moyen sur un point donné et ses p traces de part et d'autre, en x et y	53
3.5.2	Application d'un filtre moyen sur la section sismique issue des propriétés du PEM du champ Alpha. En haut, la section brute; en bas, la section filtrée.	54
3.5.3	Application d'un filtre moyen sur la section sismique issue des propriétés du PEM du champ Bêta. En haut, la section brute; en bas, la section filtrée.	55
3.6.1	Comparaison des données sismiques synthétiques et réelles du champ Bêta, basée sur les cartes de Kohonen, avec 20 neurones. A gauche, la classification des données synthétiques issues des résultats d'inversion portés dans la grille réservoir; à droite, la classification des données réelles.	56
3.6.2	Comparaison des données sismiques synthétiques et réelles, basée sur les cartes de Kohonen, avec 20 neurones. A gauche, la classification des données synthétiques issues du PEM; à droite, la classification des données réelles; en bas, la concordance des classes : bleu foncé si la classe est la même sur les deux volumes, bleu clair sinon.	58
4.1.1	Workflow to evaluate the structural uncertainty effect on reservoir characterization. Seismic and well data are used to create a base case model. Multiple structural realizations are simulated using interpretation uncertainties. The rest of the study consists in inverting, then classifying the attributes to recover facies in the different reservoir grids.	63
4.2.1	Operating principle for the P-Fields simulation, applied on a surface. An uncertainty value $z_{sim}(u)$ is added up to the initial surface at each node u . This value is drawn in the local CDF. From Thore <i>et al.</i> 2002.	64
4.2.2	Influence of the correlation length on the simulated horizons. The dotted red lines represent the uncertainty interval, the black line the reference horizon. The blue and green lines are the simulated horizons respectively for a small and a long correlation length. The simulation is constrained by two wells.	65
4.2.3	Misplaced grid layers versus references horizons, overlaid on Alpha Field seismic data. Reference horizons are blue, corresponding grid layers are grey. Differences on the far right-hand side should not be taken into account since the reservoir grid is bigger than the geological formation.	66

4.2.4	Computed difference maps between reference horizons and corresponding grid layers, with their respective histograms. Differences on the far right-hand side should not be taken into account since the reservoir grid is bigger than the geological formation.	67
4.2.5	Statistical analysis from the structural simulation. The top panel gives for each realization the rock volume. The bottom left panel shows the triangular PDF and the right panel shows the CDF. The red marker on each panel corresponds to the base case model.	68
4.2.6	The eight structural models on which the rest of the study will take place. Respectively, the initial model, percentiles 0%, 5%, 10% (first line), 50%, 90%, 95% and 100% (second line) are represented.	69
4.3.1	Original well logs in dark blue and filtered logs with a gaussian filter in green, respectively for P and S velocities and density.	71
4.3.2	Inversion results at well location for P (left) and S (right) impedances. Dark blue curves are the original P and S impedances.	72
4.3.3	Inversion results for the initial model. Top : Actual seismic data, center : synthetic seismic data and bottom : residuals.	73
4.3.4	Inversion results for the initial model : an independent realization of P impedances versus the mean. The actual seismic is represented in the background, as well as the P impedance log.	74
4.4.1	Distribution of samples from two lithotypes in a space of two physical properties z_1 and z_2 . The probability densities for each group are represented near to the axes, showing significant overlap between both groups. The discrimination is improved with linear combinations of the original variables. From Bosch <i>et al.</i> 2002.	75
4.4.2	Raw crossplot of Ip versus PR coloured by the 7 facies interpreted on the logs.	76
4.4.3	Raw crossplot of Ip versus PR coloured by the 5 new facies.	77
4.4.4	Crossplot of Ip versus PR coloured by facies, after removing the compaction effect from both properties.	77
4.4.5	Crossplot of Ip and PR detrended, with polygons delimiting the clusters for each facies. The composition of each cluster is shown in the pie-charts (from left to right, Facies 1 to Facies 5).	78
4.4.6	Comparison between initial facies interpretation of well log data (left), with the facies interpretation of detrended properties at the seismic scale (right).	79
4.4.7	Crossplots of detrended Ip versus detrended PR coloured by facies : left : original well logs, center : filtered logs in the seismic bandwidth, right : minicube from seismic attributes.	79
4.4.8	PDF operator in the crossplot of detrended Ip versus detrended PR coloured by facies : left : original well logs, center : filtered logs in the seismic bandwidth, right : minicube from seismic attributes.	80
4.4.9	Probability cubes computed from the PDF operators. The first image shows a slice of the actual seismic block through the main channel of reservoir R-Alpha, along a horizon from the initial structural model. The other images show a slice of the probability cubes for each facies. Facies F1 range is between 0 and 100% ; for the other facies codes, the range is between 0 and 25%.	81

4.5.1	Slices of the F1 Probability cube along the main channel of R-Alpha and the F1 most probable value in the initial reservoir grid.	82
4.5.2	Facies repartition in the initial reservoir model, on layer 21, with different shale thresholds in percent.	83
4.5.3	Facies repartition in the initial reservoir model, on layer 21, with the shale threshold of 87%, determined from the well data calibration.	84
4.5.4	Facies repartition in the 21st layer of the structural models. The first line shows the geological interpretation, the picture on the left of the second line shows the facies repartition in the initial reservoir grid.	85
4.5.5	Facies repartition in the 105th layer of the structural models. The first line shows the geological interpretation, the picture on the left of the second line shows the facies repartition in the initial reservoir grid.	86
5.1.1	Schéma de fonctionnement des déformations graduelles.	92
5.2.1	Les différentes formulations des déformations graduelles. Les images du haut montrent une chaîne de réalisation réservoir à partir de l'équation de base des déformations graduelles. Au milieu, la formulation des déformations graduelles structurales (la covariance change, mais pas la distribution de la propriété). Les images du bas montrent la formulation locale (seule une petite partie du réservoir est réévaluée). De Hu <i>et al.</i> 1999.	95
5.2.2	Principe du krigeage des réalisations non conditionnées dans le processus des déformations graduelles. La ligne 1 représente la simulation non-conditionnée avec le point de données et l'estimation par krigeage du point ; la ligne 2 montre la simulation conditionnée.	97
5.3.1	Itérations 1 et 3 d'un processus par déformations graduelles. A l'itération 1, l'ellipse représente la chaîne de réalisations produite en combinant Y_1 et Y_2 sur l'exemple d'une grille réservoir à deux cellules. Le nuage de points correspond à la loi de distribution de la propriété. Y_3 représente la combinaison dont la fonction coût est la plus faible pour cette itération. La croix indique le minimum global de la fonction coût. A l'itération 2, Y_3 et Y_4 donnent Y_5 . A l'itération 3, Y_5 et Y_6 donnent Y_7	99
5.3.2	Comportement type de la fonction coût pendant une itération donnée, en fonction de c . En $c = 0$, nous avons la réalisation initiale, en $c = 1$ la réalisation secondaire. En $c = 0.05$, on note un minima local de la fonction coût et en $c = 0.95$, le minima global (en rouge) qui correspond à la réalisation optimale de l'itération.	101
5.4.1	Section de la grille réservoir pour la validation de la méthode d'inversion par déformations graduelles. La propriété illustrée est la vitesse P du modèle initial. La trajectoire du puits est signalée en rouge.	102
5.4.3	Vitesse P du modèle initial sur trois couches différentes dans le modèle réservoir.	102
5.4.2	Application du PEM à l'échelle log : pour chaque faciès (colonne 1) et pour chaque log, on extrait les lois d'enfouissement. Les logs calculés, à l'échelle réservoir, reproduisent les logs initiaux.	103
5.4.4	Histogrammes de la densité (à gauche) et de la vitesse P (à droite) du modèle initial.	103
5.4.5	Densité (à gauche) et vitesse P (à droite) réelles sur la couche 51 du modèle réservoir.	104

5.4.6	Histogrammes de la densité (à gauche) et vitesse P (à droite) du modèle réelle.	105
5.4.7	Processus de l'anamorphose. A gauche : Porosité brute (en haut, histogramme ; en bas, la fréquence cumulée). A droite : Porosité transformée par anamorphose (en haut, histogramme gaussien ; en bas, la fréquence cumulée gaussienne).	106
5.4.8	Fonction coût pour une inversion par déformations graduelles. Ici, la fonction coût est calculée sur 300 itérations. La diminution de l'erreur entre réalisations initiales et finales est de 69%.	107
5.4.9	Vitesse P (première ligne) et densité (deuxième ligne) pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 51 du modèle réservoir.	108
5.4.10	Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 20 du modèle réservoir.	108
5.4.11	Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 40 du modèle réservoir.	109
5.4.12	Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 50 du modèle réservoir.	109
5.4.13	Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 80 du modèle réservoir.	109
5.4.14	Section en vitesse P pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles.	110
5.4.15	Comparaison des histogrammes initiaux, finaux et réels pour la vitesse (première ligne) et la densité (deuxième ligne).	110
5.4.16	Sections sismiques avant et après le processus d'inversion par déformations graduelles, et la sismique "réelle".	111
5.4.17	Résidus avant et après le processus d'inversion par déformations graduelles.	111
5.4.18	Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 20 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).	112
5.4.19	Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 40 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).	113
5.4.20	Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 50 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).	113
5.4.21	Réalisations en impédances pour les réalisations initiales, finales et réelles sur la couche 80 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut). Les carrés rouges montrent une structure fine correctement recrée avec l'utilisation de plusieurs variogrammes.	114
5.4.22	Comparaison de la sismique réelle, la sismique synthétique "solution" et la sismique synthétique finale du processus d'inversion par déformation graduelle.	115
6.2.1	Workflow for the supervised classification with neural networks.	119

6.3.1	Example of learning phase for an Artificial Neural Network. An input vector is given to the network. The winning neuron (in red) is determined, and then updated so as to be closer to the input data.	121
6.3.2	Time varying input patterns such as seismic traces can not be evaluated by Euclidian distance. Here the repetition of the same trace with time shift will be identified as different signals if the Euclidian distance is used. If we use the correlation between the trace and the neuron, this series will be seen as the same sequence.	122
6.4.1	A seismic section for the Beta field, showing the reservoir of interest delimited by the green horizons.	124
6.4.2	Geological correlation for the wells from Beta field. We can see the different geological bodies and how some markers appear or disappear laterally. . .	125
6.4.3	Correlation sheet for the wells from Beta field, with only some of the markers shown, for clarity. The property shown here is V_p	125
6.4.4	Well log blocking results for well W-Beta3. This figure shows the original logs in black and the blocked logs in green for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie with the original logs is of poor quality. . . .	126
6.4.5	Well log blocking optimization procedure for well W-Beta3. This figure shows the original logs in black, the blocked logs in green and the optimized logs in red for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the best logs and (f) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie has been greatly improved.	127
6.4.6	The normalized fitness function of the blocking optimization.	127
6.4.7	At each location U, for each parameter and each layer, the SGS method draws values Y from the CCDF provided by the parameter statistics extracted from the wells.	128
6.4.8	The Massive Modeling. The sections are respectively ρ , V_p , V_s and the synthetic seismograms. The horizontal scale is the trace number.	129
6.4.9	Non supervised Kohonen maps realized with an interval thickness of 50ms and 180ms, with 20 neurons.	130
6.4.10	Non supervised Kohonen maps with respectively 5, 20 and 50 neurons. Next to each map, we show the resulting neurons (for the 50 neurons map, we show only the second half). Some traces from the 50 neurons map represent noise.	131
6.4.11	Non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. The first line shows the neuron repartition, the second line the neurons.	132
6.4.12	Fitness map for the non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons.	133
6.5.1	A small part of the Massive Modeling volume, with the neuron repartition (top line) and the fitness (bottom line) for each trace.	134
6.5.2	A small part of the color-coded visualization of the classification. On the top-row, the traces are shown as they are in the dataset. On the bottom-row, the traces are ordered by class and fitness. Since we show about 300 traces, once ordered we see only a small portion of two classes on the bottom row.	134

6.5.3	A graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 50% of the model traces have a fitness greater than 90%, which is fully satisfactory.	135
6.5.4	A part of the table for the classification analysis. We obtain the parameter average and standard deviation for each neuron. Here are shown the thickness, ρ and V_p for the two first layers and the three first neurons. . .	135
6.5.5	Likelihood of each model traces with the synthetics of the five wells for Beta field. A likelihood of 1 is the best correlation value between a model trace and a synthetic trace.	136
6.5.6	Predictive modeling : the model traces from the training phase have been applied to the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness. The white circle on the fitness map gives the location of well W-Beta1.	137
6.5.7	Likelihood of each model traces with the actual seismic trace of the five wells for Beta field.	138
6.5.8	Descriptive modeling : the training phase has been performed on the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness.	139
6.5.9	Likelihood of each model traces with the actual seismic trace at the five wells for Beta field.	140
6.5.10	Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 60% of the model traces have a fitness greater than 50%.	140
6.5.11	A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors displayed on the top row are quite dull, this means that the fitness for the traces presented here is low. See figure 6.5.2	141
6.5.12	Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the five wells for Beta field.	141
6.5.13	The classification map from the petrophysical training with geological interpretation on top, with structural interpretation on the bottom picture.	142
6.5.14	The classification map from the seismic training with geological interpretation on the top, with structural interpretation on the bottom.	143
6.6.1	Well log blocking results. This figure shows the original logs in black and the blocked logs in green for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie with the original logs is of poor quality.	146
6.6.2	Well log blocking optimization procedure. This figure shows the original logs in black, the blocked logs in green and the optimized logs in red for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the best logs and (f) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie has been greatly improved.	146
6.6.3	The Massive Modeling. The sections are respectively ρ , V_p , V_s and the synthetic seismograms.	147
6.6.4	Non supervised Kohonen maps realized with an interval thickness of 50ms and 100ms.	148

6.6.5	Non supervised Kohonen maps with respectively 5, 30 and 50 neurons. Next to each map, we show the resulting neurons (for the 50 neurons map, we show only the second half). Some traces from the 50 neurons map represent noise.	149
6.6.6	Non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. The first line shows the neuron repartition, the second line the neurons. The last line shows the fitness.	150
6.7.1	A small part of the Massive Modeling volume, with the neuron repartition (top line) and the fitness (bottom line) for each trace.	151
6.7.2	A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors displayed on the top row are very bright, this means that the fitness for the traces presented here is high. See figure 6.5.2 for explanation.	152
6.7.3	Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. 70% of the model traces have a fitness equal or greater than 80%, which is fully satisfactory.	152
6.7.4	Part of the classification analysis table, showing the parameter average and standard deviation for each neuron. Here are shown the thickness, ρ and V_p for the two first layers and the four first neurons.	153
6.7.5	Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the twelve wells for Gamma field.	153
6.7.6	Predictive modeling : the model traces from the training phase have been applied to the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness. The location of the two well clusters has been removed for confidentiality.	154
6.7.7	Likelihood of each model traces with the actual seismic trace at the well location for Gamma Field.	155
6.7.8	Descriptive modeling : the training phase has been performed on the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness.	156
6.7.9	Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the well location for Gamma Field.	157
6.7.10	Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 70% of the model traces have a fitness greater than 70%.	158
6.7.11	A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors of some groups of traces displayed on the top row are quite dull, this means that the fitness for these traces is low. See figure 6.5.2 for explanation.	158
6.7.12	Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the twelve wells for Gamma field.	159
6.7.13	The classification map from the petrophysical training with geological interpretation on top, with structural interpretation on the bottom picture.	160
6.7.14	The classification map from the seismic training with geological interpretation on the top, with structural interpretation on the bottom.	161

Liste des tableaux

4.1	Reference horizons and corresponding grid layers, with their uncertainties and correlation factors.	66
4.2	Simulated structural models chosen by percentile from figure 4.2.5. Percentile 81% corresponds to the base case model.	69
5.1	Etapes permettant la construction d'une réalisation gaussienne par la méthode de simulation FFT-MA.	96
5.2	Relations $Vp - \rho$ de Gardner par lithologies pour l'équation $\rho = dV_p^f$. Les unités sont km/s et g/cm ³	104
5.3	Paramètres des trois processus successifs d'inversion par déformation graduelle, pour évaluer l'impact du variogramme sur les résultats finaux.	112

Introduction générale

1.1 Problématique

Les modèles de réservoirs pétroliers jouent un rôle de plus en plus prépondérant dans l'industrie pétrolière. Ils sont utilisés tout le long de la vie d'un gisement pour planifier les études complémentaires à effectuer, pour optimiser l'implantation de nouveaux puits, mais aussi et surtout, estimer les réserves d'hydrocarbures en place et simuler l'exploitation du prospect réel.

Pour faire tout cela, les spécialistes ont besoin de connaître les propriétés-clés qui permettront d'expliquer (et donc de reproduire) les phénomènes physiques qui gouvernent le réservoir. Ils ont à leur disposition un certain nombre de données qui leur permettent d'obtenir ces propriétés, soit de manière directe, soit de manière indirecte. Les travaux de caractérisation réservoir s'appuient essentiellement sur deux types de données : les diagraphies et les données sismiques.

Les diagraphies : Une diagraphie ("well log") consiste à mesurer, pendant (diagraphies instantanées) ou après (diagraphies différées) un forage, les caractéristiques des roches traversées, à l'aide de différentes sondes. La diagraphie représente en général tout enregistrement d'une caractéristique d'une formation géologique en fonction de la profondeur. Les diagraphies instantanées, enregistrées pendant le forage ("LWD : Logging While Drilling"), permettent de récupérer, lorsqu'elles traversent un milieu :

- la teneur en hydrocarbures et/ou eau ;
- la porosité ;
- la perméabilité.

Les diagraphies différées peuvent enregistrer les caractéristiques complémentaires, par exemples d'un milieu :

- la vitesse de propagation d'une onde P ;
- la densité de la formation ;
- la résistivité ;
- la radioactivité naturelle.

Les mesures diagraphiques permettent l'estimation du contenu des réservoirs traversés, du pendage des couches, mais aussi de comparer les puits entre eux. Elles sont déterminantes dans l'évaluation de la qualité économique du réservoir.

Toutes ces propriétés sont essentielles pour simuler la vie du réservoir et les spé-

cialistes cherchent donc à les intégrer dans les modèles. Cependant, les diagraphies fournissent des informations très locales, car limitées à l'emplacement des puits, et ces derniers ne sont présents qu'en petit nombre sur toute la surface d'un prospect. Les modèles de réservoirs calibrés à partir de ces données diagraphiques sont donc mal conditionnés dès que l'on s'éloigne des puits.

Il est donc évident que les diagraphies ne suffisent pas pour contraindre les modèles de réservoir.

Les données sismiques : La sismique est une technique de mesure indirecte qui consiste à enregistrer en surface des échos issus de la propagation dans le sous-sol d'une onde sismique provoquée. Ces échos sont générés par les hétérogénéités du sous-sol et se manifesteront par la présence de réflecteurs sur les enregistrements. Le temps d'arrivée de l'écho permet de situer dans l'espace la position d'un réflecteur et l'amplitude apporte des informations indirectes sur certains paramètres physiques.

Après un traitement adapté, les données sismiques nous donnent une image de la structure du sous-sol, ainsi que des informations sur sa nature.

Les données sismiques représentent des mesures avec une bonne couverture spatiale sur l'ensemble du prospect. Leur utilisation est couramment mise en avant lors de la construction de l'enveloppe géométrique d'un modèle réservoir. En revanche, les informations qu'elles contiennent en terme de paramètres physiques importants pour la description du réservoir sont largement sous-utilisées.

L'intégration quantitative des données sismiques dans les modèles de réservoir, comme nouvelle contrainte des propriétés loin des puits, est une approche de plus en plus étudiée de nos jours. Le travail de cette thèse s'inscrit dans cette optique, et a pour but d'améliorer la cohérence entre les modèles de réservoirs et les données sismiques.

La caractérisation réservoir est un domaine multidisciplinaire qui consiste à décrire la nature des roches qui contiennent des hydrocarbures. Elle se base sur l'expertise de l'ingénierie réservoir, de la géologie et de la géophysique dont les données doivent être intégrée dans la description du réservoir. Les méthodes qui permettent de réaliser cette intégration relèvent essentiellement de la géostatistique. On pourra trouver une description de ces méthodes dans Doyen 2007 et Dubrule 2003. Les principaux enjeux de la caractérisation réservoir sont : comprendre le réservoir, le caractériser en retrouvant les propriétés qui vont influencer son comportement, et prévoir son évolution dynamique au cours de la production.

Le processus traditionnel de caractérisation réservoir consiste à intégrer autant d'informations que possible dans un modèle géologique, qui correspond à un objet tridimensionnel finement maillé. L'intégration des différents types de données, tels que les données sismiques, les données de puits, les carottes et les données de production, est un sujet de recherche actif pour caractériser les réservoirs. L'importance de chaque information ne repose pas sur son utilisation seule, mais sur sa valeur ajoutée dans l'analyse d'un ensemble de données.

Les approches utilisées actuellement impliquent l'intégration des données sismiques, puisqu'elles constituent le seul volume de données couvrant l'intégralité du réservoir. Les données de puits, carottes et données de production sont des données ponctuelles qui nous donnent une vue directe sur les propriétés du réservoir à l'emplacement des puits. Les propriétés fournies par ces trois types de données servent alors à mettre en cohérence les données sismiques et le réservoir.

La validation du réservoir passe par une phase de simulation de l'écoulement des fluides pour créer une courbe de production qui doit être comparable à la courbe réelle si le réservoir est correctement déterminé. On effectue pour cela un changement d'échelle du modèle géologique au modèle réservoir de maillage plus grossier. Si l'on parvient à reconstituer sa courbe de production, cela signifie que le modèle est l'une des solutions envisageables pour le réservoir réel. En revanche, si les courbes de production réelles et simulées diffèrent, il faut revenir au modèle et le modifier. Cette validation dynamique est difficile à mettre en oeuvre car la courbe de production n'indique pas où les erreurs se trouvent dans le modèle réservoir. De plus, elle est coûteuse puisqu'il s'agit d'entrer le modèle de réservoir, très volumineux et très complexe, dans un simulateur d'écoulement qui reproduit le mouvement des fluides (comportement dynamique) à travers le réservoir pendant son exploitation, ainsi que la production du champ étudié.

Dans le cadre de cette thèse, nous proposons une approche complémentaire qui consiste à travailler directement sur le modèle réservoir dynamique. Nous présentons donc dans ce manuscrit des méthodes de caractérisation réservoir qui visent à intégrer l'information dans le modèle réservoir, sans passer par le modèle géologique, ce qui évite le changement d'échelle entre ces deux supports.

Pour valider le réservoir, nous choisissons d'évaluer la qualité du modèle réservoir par la reconstitution des données sismiques. Il s'agit donc d'une validation statique, car cette validation est faite avec un volume unique de données sismiques. Cette approche a l'avantage de rendre le modèle réservoir cohérent avec la sismique.

Cela signifie qu'à partir de la géométrie et des propriétés du réservoir, un volume sismique synthétique est créé et comparé aux données sismiques réelles. Les propriétés statiques du modèle réservoir peuvent donc être validées de cette manière, ce qui réduit leur niveau d'incertitudes pour la phase de simulation dynamique. En revanche, la comparaison entre sismique réelle et synthétique n'est pas triviale.

En effet, la création d'un volume sismique synthétique suppose de connaître la fonction de transfert entre les propriétés du réservoir et la sismique (de la physique des roches aux données sismiques) et cela est loin d'être le cas. En revanche, nous pouvons faire appel à des méthodes existantes pour transformer les propriétés du réservoir en propriétés significatives pour la sismique (propriétés élastiques) et ensuite créer une sismique synthétique idéalisée. Cela implique donc que les données sismiques synthétiques et réelles ne sont pas directement comparables.

Un autre problème concerne la différence des échelles d'observation pour les différents supports d'information. En effet, entre les données de puits, les données sismiques et les modèles de réservoir, les informations ne sont pas stockées au même niveau de détail. Il est donc important de se pencher sur ce problème pour assurer la compatibilité des différentes données entre elles, sachant que le support d'information final est le modèle réservoir. Les méthodes que nous proposons abordent d'une manière ou d'une autre cette thématique de changement d'échelle.

1.2 Contexte scientifique

Cette partie synthétise les concepts de base pour la caractérisation réservoir. Une description des étapes de la construction du modèle réservoir y est présentée, de même que les principaux enjeux et écueils de l'ingénierie réservoir. Les différents modèles physiques

qui nous permettent de simuler les propriétés réservoirs sont brièvement décrits.

1.2.1 L'ingénierie du réservoir pétrolier

Un réservoir pétrolier est une formation rocheuse perméable dont l'espace poreux est partiellement saturé par des hydrocarbures (huile, gaz). Au terme d'une migration depuis la zone de formation des hydrocarbures, appelée roche mère, ceux-ci viennent se piéger dans le réservoir en raison de l'imperméabilité des couches supérieures limitant ce dernier ou du piège formé par la disposition des couches stratigraphiques. Le fluide saturant les pores interconnectés possède une liberté de mouvement par rapport au solide environnant. La physique associée aux milieux poreux est décrite par Mavko *et al.* 2003, qui parlent des relations théoriques et empiriques entre la physique des roches, et les données sismiques. Pendant toute la durée de l'étude d'un champ pétrolier, les caractéristiques du réservoir sont continuellement estimées et synthétisées dans un modèle qui nous permet de reproduire le comportement du réservoir réel et d'anticiper son comportement futur. Ainsi, les spécialistes sont capables de déterminer à quel moment de la vie du champ il faut, par exemple, installer un puits d'injection pour réactiver la déplétion du réservoir, ou encore combien de temps le champ pourra encore être exploité.

Le modèle de réservoir représente donc la somme des connaissances disponibles, à savoir les données sismiques, de puits, leurs interprétations, etc . . . Plus cette connaissance s'enrichit et plus les incertitudes liées au réservoir diminuent. Nous résumons ci-après l'état de l'art sur le réservoir pétrolier.

1.2.1.1 Le développement du réservoir

La délimitation d'un réservoir pétrolier est la première phase de développement de celui-ci, puisqu'il s'agit de l'identification du réservoir. Les données sont rassemblées pour définir un premier modèle de réservoir. Ainsi, les prélèvements sur les carottes vont permettre d'établir les caractéristiques pétrophysiques locales ; les diagraphies nous permettent d'obtenir des profils de faciès géologiques, les premières relations entre les propriétés pétrophysiques et les propriétés de physique des roches ; les données sismiques donneront lieu aux interprétations structurales du réservoir dans un premier temps, puis à des interprétations en terme de contenu de fluides par la suite.

La création du premier modèle réservoir permet de faire les premières études de sensibilité de la sismique aux paramètres pétrophysiques et donne une estimation des réserves d'hydrocarbures. Si le gisement est économique, il sera mis en production. Cela consiste tout d'abord à installer un certain nombre de puits (dits puits de production) à des endroits stratégiques (dôme du réservoir par exemple). La pression interne du réservoir engendre une déplétion naturelle du réservoir, de courte durée. D'autres puits (puits d'injection) peuvent ensuite être installés pour assister la récupération des hydrocarbures.

L'injection de fluides, deuxième étape du développement, permet de maintenir la pression interne du réservoir. Ceci active la phase d'étude dynamique du réservoir. Les propriétés liées à l'écoulement des fluides, la géologie et la connectivité entre les puits vont permettre d'améliorer le modèle de réservoir.

1.2.1.2 La caractérisation réservoir

La caractérisation réservoir est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physiques du réservoir. Elle s'applique dès les premières étapes du développement du champ, et se poursuit jusqu'à l'arrêt de la production.

La caractérisation réservoir est basée sur le modèle développé lors de la délinéation du gisement, comme mentionné plus haut, et correspond à la synthèse de toutes les données disponibles.

Le modèle de réservoir se divise en deux parties :

- Le modèle statique qui décrit les propriétés du réservoir à l'équilibre (à un instant donné). Le modèle statique synthétise les informations provenant des différents types de données (puits, sismiques, carottes). L'ingénieur réservoir qui s'occupe de cette synthèse doit donc mettre en cohérence toutes ces données qui ne se trouvent pas sur le même support d'information.
- Le modèle dynamique qui vise à reproduire le déplacement des fluides à travers le réservoir et la courbe de production (calage d'historique de production).

Pour le reste de la thèse, nous nous focaliserons sur le modèle statique, et toutes références ultérieures aux modèles de réservoirs concerneront la partie statique.

La construction du modèle d'un réservoir se fait généralement en trois étapes (voir figure 1.2.2) :

- **La construction du modèle structural :**

La trame géométrique du réservoir est obtenue par l'interprétation des données sismiques, en terme d'histoire dépositionnelle et tectonique, croisée avec l'interprétation des puits, sur le positionnement des unités stratigraphiques. Le modèle structural nous donne l'enveloppe, l'extension du réservoir, les objets géologiques présents, ainsi que les extensions des failles et les contacts entre les fluides (eau, huile, gaz).

Pour l'obtenir, on procède au pointé des horizons et des failles sur un volume sismique. On obtient alors des nuages de points définissant une surface tridimensionnelle dans l'espace. Ces données surfaciques nous donnent une première visualisation du réservoir (image du haut sur la figure 1.2.2).

- **La construction de la grille réservoir :**

Le modèle de réservoir peut être discrétisé en une grille composée de blocs élémentaires. La grille réservoir est un maillage tridimensionnel complexe, défini généralement en profondeur et dont chaque cellule est renseignée par les propriétés qui nous intéressent, à savoir les propriétés pétrophysiques et pétroélastiques. Les couches de la grille réservoir suivent les couches géologiques. Le maillage généralement utilisé pour décrire les grilles réservoirs est un maillage structuré irrégulier car il permet de reproduire assez fidèlement les objets géologiques (image centrale sur la figure 1.2.2). Il s'agit d'un maillage composé de cellules hexaédriques dont les huit sommets sont ancrés sur les piliers (piliers et horizons forment le squelette de la grille réservoir avant maillage).

Typiquement, on trouvera une grille de plusieurs centaines de milliers (voire plusieurs millions) de cellules, dont la dimension latérale est de 50 à 100 mètres, et l'épaisseur de 1 à 15 mètres (soit 1 à 5 ms pour les grilles définies en temps).

➤ **Le remplissage du modèle réservoir :**

Il existe deux approches principales pour remplir le réservoir de propriétés pétrophysiques. La première consiste à définir un modèle de faciès dans la grille réservoir (image du bas sur la figure 1.2.2). Ce modèle exprime l'historique dépositionnel en terme de lithologie. Par exemple, un chenal se matérialisera sous la forme de faciès sableux plus ou moins cimentés, saturés en eau ou en huile. À partir des relations établies entre faciès et pétrophysique au niveau des puits, les propriétés réservoirs (perméabilité, porosité, saturation, etc...) sont attribuées à chaque faciès en fonction de sa position dans le réservoir (relations basées sur la profondeur, l'unité géologique,...).

La deuxième approche consiste à intégrer dans le réservoir l'information issue d'une inversion sismique en étudiant les relations entre les propriétés d'intérêt et les attributs de l'inversion.

Quelle que soit l'approche utilisée, le modèle réservoir doit être continuellement remis en cause, pour chaque nouvelle donnée acquise à intégrer au modèle. Cette mise à jour est difficile à mettre en place, conséquence de la complexité des phénomènes physiques qui s'appliquent aux réservoirs.

1.2.1.3 Les écueils sur le modèle réservoir

Le modèle réservoir est construit à partir de toutes les données disponibles. Ces données doivent être utilisées avec soin, car chaque donnée apporte son lot d'incertitudes. Nous faisons ici référence au changement d'échelle entre les différents supports, et à la conversion temps/profondeur.

La conversion temps/profondeur Le modèle de réservoir a généralement pour finalité la simulation des écoulements des fluides à travers le réservoir et la simulation des données de production. Il est donc fréquemment défini en profondeur, alors que les données sismiques, utilisées dans les premières étapes de la construction du modèle réservoir, sont acquises, traitées et interprétées en temps, parfois migrées en profondeur. Le modèle surfacique défini sur ces données est construit en temps, puis transféré dans le domaine profondeur. Il est alors nécessaire de vérifier que les horizons interprétés sur la sismique correspondent à leurs emplacements mesurés aux puits. Dans le cas contraire, le modèle de conversion temps-profondeur doit être ajusté. L'utilisation d'un cube sismique migré en profondeur ne permet pas d'éluder complètement ce problème, car le résultat de la migration dépend du modèle de vitesse utilisé.

Le maillage du modèle est ensuite assuré par des géomodeleurs, et cette opération provoque des transformations non bijectives entre le modèle surfacique et la grille réservoir (par exemple, décalage des horizons en regard du maillage, déplacement des plans de faille). Ces transformations peuvent provoquer des problèmes d'ajustements par la suite entre le modèle réservoir et les données sismiques (HadjKacem 2006).

La qualité des calages entre les données de puits, les données sismiques et le modèle réservoir sera déterminante pour l'utilisation, par la suite, des données sismiques pour le remplissage de la grille réservoir.

Le rééchantillonnage des données de puits Les puits nous donnent accès à l'information directe mais ponctuelle des propriétés réservoir à un endroit donné. Comme nous

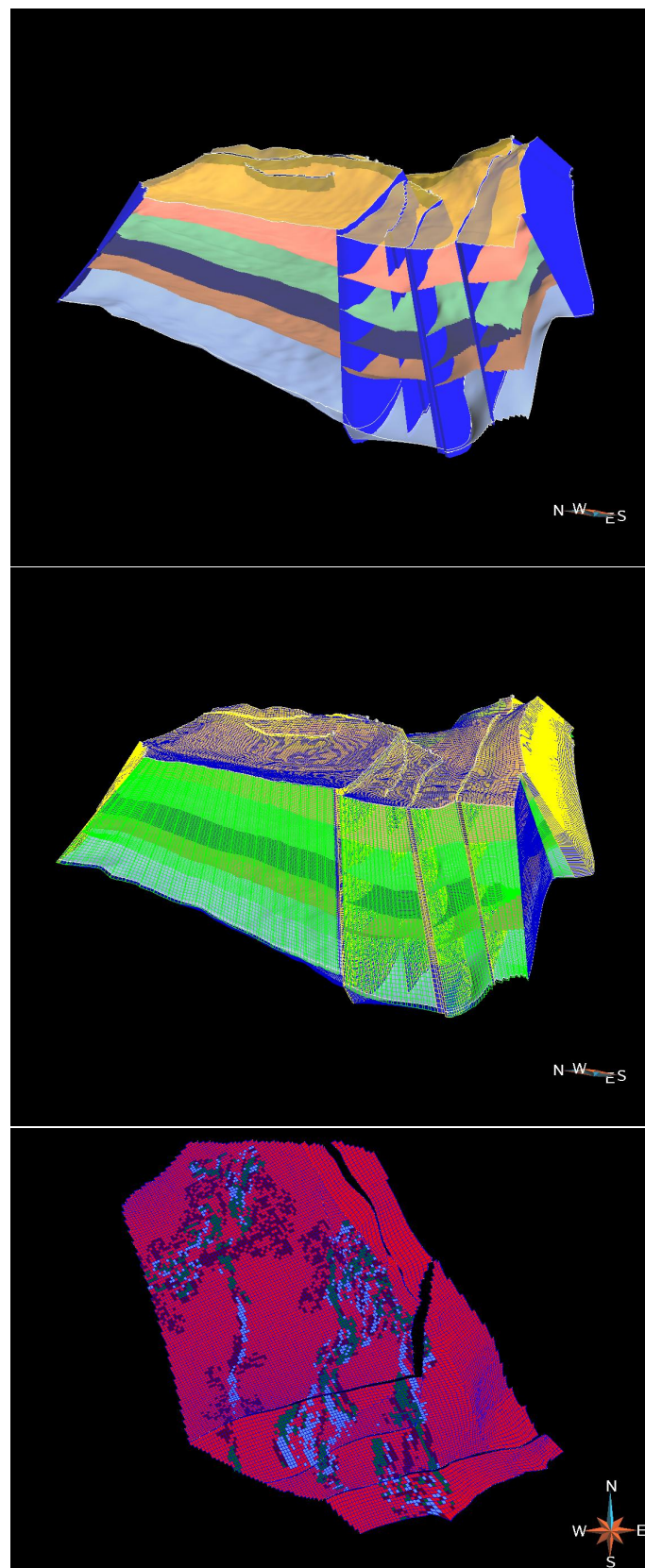


FIG. 1.2.2 – Construction du modèle réservoir. (a) Modèle structural; (b) grille réservoir; (c) remplissage du réservoir avec des propriétés (ici facies : en rouge, les argiles; autres couleurs, les sables avec différents niveaux de cimentations).

cherchons à récupérer ces propriétés sur l'intégralité du modèle de réservoir, les données de puits doivent être intégrées dans la grille. Cette intégration n'est possible que si l'information puits est correctement positionnée dans l'espace. Les puits doivent tout d'abord être recalés sur la sismique, ce qui est une thématique activement explorée car difficile (White and Simm 2003 et Walden and White 1984).

Quand la calibration est correcte, cette intégration est réalisée en identifiant les cellules qui intersectent la trajectoire du puits et en faisant une moyenne des échantillons se retrouvant au sein d'une même cellule. La méthode utilisée pour moyenner les données dans une cellule dépendra de la propriété considérée. Une simple moyenne arithmétique pourra être utilisée pour le volume d'argile par exemple.

Le processus de rééchantillonnage ne doit pas déformer la morphologie géologique ou la géométrie des vitesses de soniques, car elles sont utilisées pour récupérer les vitesses des ondes dans le réservoir et pour caler les données de puits aux données sismiques. D'autres méthodes devront être considérées pour ces propriétés dites "non additives" (Narasimhan 1983).

En ce qui concerne les variables discrètes (comme les faciès), elles sont "moyennées" en faisant le compte d'échantillon pour chaque faciès et en affectant la valeur du faciès "dominant" dans chaque cellule. La validation du rééchantillonnage est généralement réalisée en vérifiant que le log original et le log rééchantillonné sont cohérents et que le nouveau log préserve suffisamment les détails géologiques et les hétérogénéités verticales.

Un autre contrôle est de vérifier les statistiques des logs originaux et rééchantillonnés (moyenne ; écart-type, variance, corrélation entre plusieurs propriétés, ...). L'effet de support (log versus grille réservoir) est ainsi facilement visible : l'écart-type et la variance diminuent avec l'élargissement du support de l'information.

Le rééchantillonnage des données sismiques Les cubes d'attributs calculés à partir des données sismiques peuvent également être transférés dans la grille réservoir, après avoir, soit converti ces cubes en profondeur, soit converti la grille en temps. Ce transfert entre la "grille sismique" et la "grille réservoir" pose problème car les deux grilles sont échantillonnées et représentées à des échelles très différentes.

En effet, la grille réservoir est constituée d'un maillage irrégulier. On retrouve typiquement des cellules de 1 à 15 m d'épaisseur et de $100 \times 100m$ en longueur et largeur. Quant à la grille sismique, il s'agit d'un maillage cartésien composé de parallélépipèdes, donc régulièrement espacé verticalement (de 2 à 4 ms en temps soit 2 à 12 m en profondeur) et latéralement (bin sismique : 6,25 à 25 m). Outre le problème d'échantillonnage de la grille sismique, il faut considérer la résolution des données sismiques. Lors du transfert des données sismiques dans la grille réservoir, nous observerons donc une diminution de l'échelle latéralement (upscaling : perte d'information) et une augmentation de l'échelle verticalement (downscaling : "ajout" d'information).

1.2.2 Les propriétés réservoirs

Les propriétés réservoirs sont les paramètres qui nous permettent de recréer les propriétés pétroélastiques, à partir desquelles on génère un volume sismique synthétique.

Il existe deux approches fondamentales pour retrouver ces propriétés :

- L'approche directe :

- Il s'agit de calculer la réponse d'un modèle mathématique à un ensemble de paramètres qui caractérisent le système.

- L'approche inverse :

On cherche les paramètres d'un modèle mathématique qui nous donnerait une réponse aussi proche que possible des données observées.

Il existe de nombreuses relations quantitatives dans la littérature, reliant les propriétés élastiques des roches aux propriétés pétrophysiques. Nous présentons ci-après les relations les plus communes.

1.2.2.1 Modèles pétrophysiques

La discipline "pétrophysique" est l'étude des propriétés chimiques et physiques qui décrivent le comportement des roches, des sols et des fluides. Elle se base sur l'analyse détaillée des études diagraphiques et des carottes obtenues aux puits. Cette discipline, destinée en grande majorité à décrire le réservoir, cherche à mesurer deux types de propriétés :

Les propriétés pétrophysiques conventionnelles : Typiquement, on cherche à estimer :

- la saturation en fluide correspondant à la fraction de l'espace du pore occupé par un fluide ;
- le volume d'argile, soit le pourcentage d'argile sur un volume complet de roche ;
- la porosité, la quantité d'espace poreux (ou d'espace occupé par un fluide) dans une roche ;
- la perméabilité, la capacité d'une roche à laisser s'écouler les fluides, en fonction du temps et de la pression.

Ces différentes propriétés, une fois reconstituées nous permettent d'évaluer le volume d'huile ou de gaz en place.

Les propriétés pétrophysiques déduites de la mécanique des roches : Les mesures faites directement sur les roches visent à calculer les propriétés mécaniques telles que les différents modules élastiques (incompressibilité, cisaillement, module d'Young, coefficient de Poisson, ...).

Ces propriétés sont ensuite calibrées et utilisées pour interpréter les données sismiques.

Voici un exemple illustré par les trois équations suivantes :

$$\rho = (\rho_{shale} * V_{cl}) + ((1 - \phi - V_{cl}) * \rho_{quartz}) \quad (1.1)$$

$$\kappa = \frac{1}{\frac{(V_{cl} + \phi)}{\kappa_{shale}} + \frac{(1 - V_{cl} - \phi)}{\kappa_{quartz}}} \quad (1.2)$$

$$\mu = \frac{1}{\frac{(V_{cl} + \phi)}{\mu_{shale}} + \frac{(1 - V_{cl} - \phi)}{\mu_{quartz}}} \quad (1.3)$$

Avec ρ la masse volumique (ρ_{shale} pour l'argile, ρ_{quartz} pour le quartz), V_{cl} le volume d'argile, ϕ la porosité, κ le module d'incompressibilité et μ le module de cisaillement. Pour une roche clastique sèche, la densité, le module d'incompressibilité et le module de cisaillement sont estimés à partir des mesures effectuées sur carottes et aux puits. Ainsi, ρ_{shale} et ρ_{quartz} sont des mesures faites sur carottes en laboratoire et V_{cl} et ϕ sont des mesures de puits. Ces trois équations nous permettent de recréer les vitesses des ondes compressives V_p et des ondes de cisaillement V_s par les équations de l'élastodynamisme et d'étudier la réponse sismique de ces paramètres :

$$\begin{cases} V_p &= \sqrt{\frac{\kappa + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \\ V_s &= \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \end{cases} \quad (1.4)$$

1.2.2.2 Modèles de physique des roches

La physique des roches est une discipline qui s'appuie sur les résultats de la pétrophysique. En effet, là où la pétrophysique cherche à contribuer à la description d'un réservoir, la physique des roches cherche à établir le lien entre les propriétés des roches et la réponse sismique. Pennington 1997 conseille d'ailleurs de renommer la physique des roches en "pétrophysique sismique" tant les méthodes de calibration des propriétés sont proches dans les deux disciplines.

Les modèles de physique des roches permettent d'étudier et de lier les propriétés qui vont affecter la propagation physique des ondes sismiques à travers un volume de roche.

Il existe dans la littérature une multitude de modèles (Avseth *et al.* 2005), mais aucun ne donne une vision absolue des relations entre propriétés des roches et des fluides et les paramètres sismiques mesurables. Wang 2001 propose une excellente introduction à la physique des roches avec application aux données sismiques. Castagna *et al.* 1993 offre une vue d'ensemble très complète des différents types de modèles, leurs applications et implications.

Les modèles de physique des roches se répartissent en deux grandes catégories :

- Les modèles empiriques, mettant en évidence des relations calibrées sur des mesures *in situ*.

Ces modèles sont établis sur un principe simple : on ajuste une courbe de régression sur un jeu de données réelles, en fixant si besoin des hypothèses sur le fonctionnement de cette courbe (par exemple, pour une lithologie donnée, un environnement de dépôt particulier, ...). Les deux modèles empiriques les plus connus sont les relations de Castagna-Batzle (Castagna *et al.* 1985) entre V_p et V_s d'une part, les relations $V_p - \rho$ de Gardner (Gardner *et al.* 1974).

- Les modèles théoriques, qui mettent en place des relations basées sur la mécanique des milieux continus.

Beaucoup de modèles théoriques ont été développés pour prédire les vitesses de propagation des ondes dans les milieux poreux. Typiquement, ils sont formulés pour le cas de roches isotropes. Les deux modèles théoriques les plus connus sont les équations de Gassmann (Gassmann 1951) utilisées notamment pour la substitution de fluide, et la théorie de Biot (Biot 1956a, Biot 1956b), complémentaire des travaux de Gassmann.

1.2.2.3 Modèles pétroélastiques

Pour faire le lien entre les propriétés des roches et des fluides, il nous faut définir un modèle pétroélastique (PetroElastic Model : PEM). Ce lien intervient à la fois dans les procédures directes et inverses. Le PEM convertit les propriétés des fluides (pression, saturation, densité du fluide et modules élastiques) et les propriétés des roches (porosité, volume d'argile, lithologie = faciès et modules de la structure rocheuse) en paramètres élastiques simulés (vitesses des ondes P et S et densité, ou impédances).

Pour cela, le PEM utilise les équations empiriques et théoriques (comme celles énoncées dans le paragraphe précédent), calibrées sur toutes les données disponibles. Les équations

de Gassmann sont ainsi fréquemment utilisées pour estimer les modules des roches. La conversion opérée par le PEM lie le domaine réservoir au modèle élastique dans lequel on peut décrire la propagation des ondes. En général, un PEM est spécifique au champ sur lequel il a été calibré.

Des PEM 3D (appliqués à un modèle réservoir) ou 4D (en surveillance de réservoir) peuvent permettre de modéliser la réponse sismique à partir de propriétés pétrophysiques connues. L'application du PEM permet d'obtenir des propriétés dont il faut vérifier la validité en comparant les données obtenues (qu'ils s'agissent de logs ou de propriétés dans la grille réservoir) aux logs de vitesses et de densité aux puits. Cette validation doit également tenir compte de l'échelle d'observation. Plusieurs échelles doivent être considérées : de la carotte de roche (échelle microscopique) à l'échelle sismique (kilométrique) en passant par l'échelle log (échelle centimétrique) et géologique (métrique).

Verticalement, la grille réservoir nous offre un intervalle d'échelle de l'ordre de quelques dizaines de mètres, tandis que horizontalement, les cellules ont une dimension de l'ordre de la centaine de mètres.

Ainsi, les vitesses observées dans les directions horizontales et verticales seront différentes. Verticalement, le changement d'échelle n'est pas trivial et se répercutera donc dans la formulation du PEM (Menezes and Gosselin 2006).

Il existe également une notion de PEM inverse, à partir de laquelle nous cherchons à résoudre un problème inverse pour obtenir les distributions des propriétés statiques du réservoir (porosité, teneur en argile et la saturation) à partir des attributs sismiques observés. Coleou *et al.* 2006 et Bornard *et al.* 2005 montre un schéma d'inversion particulier, basé sur l'utilisation d'un PEM pour récupérer, directement pendant l'inversion, les propriétés pétrophysiques. En pratique, la conversion opérée par le PEM est non unique et incertaine. Le PEM est donc combiné aux géostatistiques pour évaluer les incertitudes associées aux propriétés dérivées des données sismiques.

1.3 Organisation de la thèse

Deuxième chapitre : Présentation des données utilisées

Suite à cette introduction qui constitue le premier chapitre, nous présentons les données utilisées pour tester et valider nos méthodologies. Ces données étant confidentielles, les trois cas étudiés sont dénommés Alpha, Bêta et Gamma. Nous décrirons les étapes de traitement importantes appliquées aux données sismiques puis nous exposerons les contextes géologiques et les données nécessaires pour nos travaux.

Première partie : Validité de la grille réservoir

Troisième chapitre : Modélisation sismique à partir de la grille réservoir

Le support du modèle réservoir est une grille irrégulière en espace. On peut simuler directement un volume sismique régulièrement échantillonné à partir d'une grille réservoir, mais cela passe par l'utilisation de méthodes complexes et difficiles à mettre en oeuvre. Pour que la modélisation sismique sur grille réservoir soit facile et rapide à mettre en oeuvre, nous créons un support intermédiaire entre données sismiques et modèle réservoir.

Ce chapitre présente la procédure de modélisation sismique à partir d'un modèle réservoir. Cette modélisation permettra de faire le lien entre les simulateurs réservoir ou les géomodels et la réponse sismique du réservoir.

Quatrième chapitre : L'impact des incertitudes structurales

Les incertitudes structurales doivent être prises en compte dans toutes études de caractérisation réservoir. Elles doivent au moins être évaluées avant de choisir un unique modèle de réservoir. Pour montrer l'effet que peuvent avoir ces incertitudes sur le remplissage du réservoir, nous proposons de réaliser une étude de la répartition des faciès dans la grille réservoir par classification des attributs sismiques, à laquelle nous ajoutons une étape de réalisation stochastique de la géométrie du modèle réservoir.

Deuxième partie : Alternatives à l'approche directe

Cinquième chapitre : Inversion par déformation graduelle

Nous proposons une nouvelle méthode d'inversion à mi-chemin entre les disciplines simulation réservoir et caractérisation sismique du réservoir. Ce processus d'inversion permet de générer des attributs sismiques directement à l'échelle réservoir. Il est basé sur le couplage des déformations graduelles, pour la génération de réalisations géostatistiques d'attributs, et de la modélisation sismique, pour l'optimisation à partir des données sismiques.

Sixième chapitre : Inversion pétrophysique par classification supervisée

Nous présentons une nouvelle méthodologie pour prédire les propriétés réservoir. Nous créons un volume de données d'apprentissage que nous utilisons pour classer un intervalle sismique, en fonction de la forme de la trace. Ces données d'apprentissage proviennent d'un processus de modélisation massive et de simulation géostatistique afin de créer tous les modèles 1D structuraux et pétrophysiques possibles pour l'intervalle réservoir. Les traces synthétiques de chaque modèle sont calculées et analysées par réseaux de neurones. Les traces modèles sont générées puis appliquées sur les données réelles afin de retrouver des relations identiques pétrophysiques/réponse sismiques.

Nous terminons enfin par le septième chapitre, où nous concluons sur l'ensemble des travaux et nous proposons les perspectives envisagées pour chaque méthode.

Certaines parties de la thèse sont rédigées en anglais, en prévision de publication (chapitre 4), et pour faciliter les collaborations internationales (chapitre 6).

Les méthodes de modélisation et d'inversion développées dans cette thèse sont implémentées dans l'environnement informatique SISMAGE[®], qui est une plateforme d'interprétation sismique développée par TOTAL. Cet outil permet de visualiser en 3D tous les éléments relatifs aux données sismiques et au réservoir (volume sismique, modèles struc-

turaux, données de puits, grille réservoir, . . .), et intègre près de 20 ans de technologie en géologie et géophysique.

Présentation des données utilisées

2.1 Introduction

Les méthodologies développées dans la suite de la thèse ont été testées et développées sur plusieurs réservoirs, choisis pour leur contexte géologique et les données disponibles. Ces données étant confidentielles, les trois cas étudiés sont dénommés Alpha, Bêta et Gamma. Les différences entre ces modèles sont de plusieurs ordres :

La géologie : Les champs Alpha et Bêta sont des réservoirs turbiditiques situés en eaux profondes ; le champ Gamma est un réservoir carbonaté avec une faible épaisseur d'eau.

Les données sismiques : Les champs Alpha et Bêta ont une résolution sismique assez fine qui permet de délimiter la stratigraphie et les corps géologiques, ainsi que leur contenu. Pour le champ Gamma, les réflecteurs sismiques sont basses fréquences et peuvent masquer l'information sous-jacente.

Les contextes géologiques des champs présentés ici sont inspirés de publications de l'*United States Geological Survey*. On se reportera à Brownfield and Charpentier 2006b pour le champ Alpha, à Brownfield and Charpentier 2006a pour le champ Bêta et à Pollastro 2003 pour le champ Gamma.

2.2 Avant-propos sur les données sismiques

Cette section présente un aperçu de la théorie de la propagation des ondes, en milieu homogène, isotrope et élastique. Dans l'optique de l'utilisation des données sismiques pour la caractérisation réservoir, nous nous attarderons sur les particularités de quelques étapes du traitement sismique.

Dans le domaine pétrolier, les méthodes d'imagerie sismique consistent à générer des ébranlements dans le sous-sol. Ces ébranlements se propagent sous la forme de vibrations qui réagissent lorsqu'elles traversent les milieux géologiques. Cela engendre des phénomènes de réflexion et de transmission sur les limites de couches géologiques. L'étude de ces vibrations mécaniques (les ondes sismiques) est basée sur la théorie de la propagation des ondes. Les ondes réfléchies remontent en surface et sont enregistrées sous la forme d'une énergie en fonction du temps. Elles sont traitées puis interprétées en terme de caractéristiques de couches du sous-sol.

2.2.1 Caractéristiques des ondes et propriétés des roches

Si l'on considère une onde incidente P sur une interface entre deux milieux (1 et 2) chacun caractérisé par leurs vitesses V_p , V_s et leur masse volumique ρ , cette onde se décompose

à l'interface en quatre types d'ondes : une onde P réfléchie P_r , une onde P transmise P_t , une onde S réfléchie S_r et une onde S transmise S_t (voir figure 2.2.1). La loi de Snell-Descartes nous permet de relier chacune de ces ondes par :

$$\frac{\sin\theta_{P_r}}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_{P_t}}{V_{p2}} = \frac{\sin\theta_{S_r}}{V_{s1}} = \frac{\sin\theta_{S_t}}{V_{s2}} \quad (2.1)$$

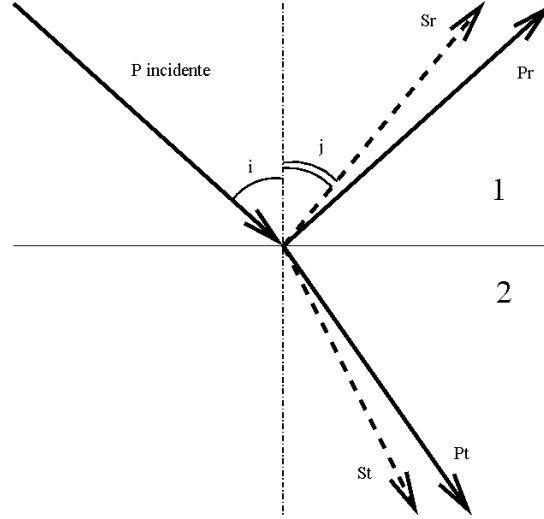


FIG. 2.2.1 – La propagation d'une onde P sur une interface entre deux milieux induit la génération d'une onde P réfléchie P_r , d'une onde P transmise P_t , d'une onde S réfléchie S_r et d'une onde S transmise S_t .

Pendant le traitement sismique, les échos primaires (ou réflexions) sont les signaux les plus utilisés pour déduire les caractéristiques et les propriétés de la subsurface. Le rapport de l'amplitude de l'onde réfléchie sur l'amplitude de l'onde incidente est nommé coefficient de réflexion. A l'incidence normale ($\theta_{P_r} = 0$), les ondes converties n'interviennent pas et le coefficient de réflexion R_{pp} est défini par :

$$R_{pp} = \frac{V_{p2}\rho_2 - V_{p1}\rho_1}{V_{p2}\rho_2 + V_{p1}\rho_1} = \frac{I_{p2} - I_{p1}}{I_{p2} + I_{p1}} \quad (2.2)$$

Avec I_p l'impédance acoustique, définie par le produit $V_p \times \rho$.

Le coefficient de transmission de l'onde P est défini par

$$T_{pp} = 1 - R_{pp} \quad (2.3)$$

Ces formulations supposent les deux hypothèses suivantes (Yilmaz 2001) :

- Hypothèse 1 : La terre est constituée de couches horizontales de vitesse constante.
- Hypothèse 2 : La source génère une onde plane compressionnelle qui rencontre les limites des couches à incidence normale. Dans ces circonstances, les ondes de cisaillement ne sont pas générées.

Dès que l'on considère la variation des coefficients de réflexion et de transmission avec l'angle d'incidence, nous abordons les bases fondamentales de l'analyse de la variation

d'amplitude avec l'angle dit AVA (ou l'offset correspondant, AVO). L'équation 2.2 n'est alors plus utilisable et il faut nous tourner vers les équations dites de " Knott-Zoeppritz ".

Les équations de Zoeppritz supposent deux milieux plans, semi-infinis à extension infinie.

Aki and Richards 1980 propose une formulation simple de l'équation complète de Zoeppritz, dans une forme matricielle normalisée par l'amplitude de l'onde incidente $A_0 = 1$:

$$P * \begin{pmatrix} R_{PP} \\ T_{PP} \\ R_{PS} \\ T_{PS} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta_1 \\ -\sin \theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \\ -\sin 2\theta_1 \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

avec

$$P = \begin{pmatrix} \cos \psi_1 & \cos \psi_2 & -\sin \phi_1 & \sin \phi_2 \\ \sin \psi_1 & -\sin \psi_2 & \cos \phi_1 & \cos \phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\psi_2 & -\frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \\ \sin 2\psi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \sin 2\psi_2 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Cette équation, qui reste très complexe, n'est pas utilisable de manière directe pour analyser la variation des coefficients de réflexion en fonction de ces paramètres. Il est plus simple de considérer les approximations des équations de Zoeppritz, qui sont nombreuses dans la littérature. Notamment, l'approximation d'Aki et Richards définie par :

$$R(\theta) = \left[\frac{1}{2}(1 + \tan^2 \theta) \right] \frac{\Delta \alpha}{\alpha} - \left[4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \beta}{\beta} + \left[\frac{1}{2}(1 - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta) \right] \frac{\Delta \epsilon}{\epsilon} \quad (2.6)$$

avec α la vitesse en ondes P moyenne, β la vitesse en ondes S moyenne, ϵ la densité moyenne, $\Delta \alpha$ la différence de vitesse P entre les milieux adjacents, $\Delta \beta$ la différence de vitesse S entre les milieux et $\Delta \epsilon$ la différence de densité.

Nous justifions la sélection de cette approximation par le fait que dans le domaine pétrolier, l'information pertinente pour le réservoir est enregistrée pour des angles d'incidence allant jusqu'à 30 voire 40°. La figure 2.2.2 montre le domaine de validité angulaire des différentes approximations de l'équation de Zoeppritz, dont l'approximation d'Aki et Richards, face à l'équation originale.

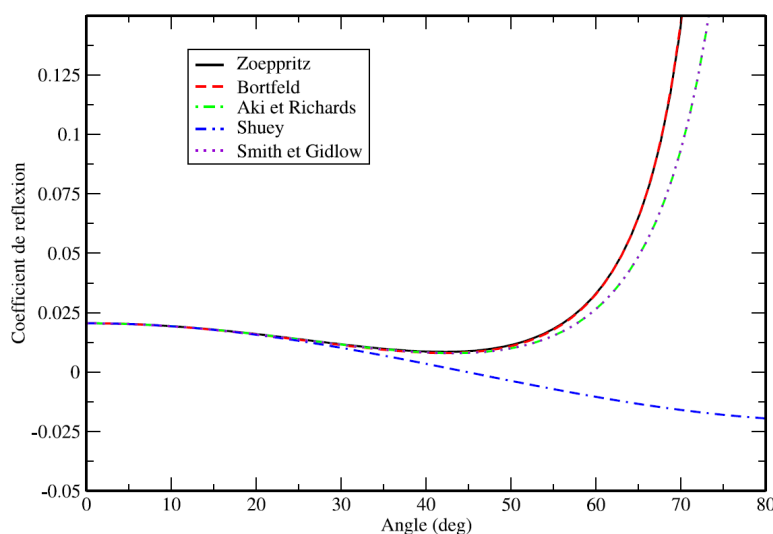


FIG. 2.2.2 – Les différentes approximations de l'équation de Zoeppritz. L'approximation d'Aki et Richards, en pointillé vert, est retenue pour sa validité dans l'intervalle des angles considérés dans le domaine pétrolier. Tiré de Egreteau 2005.

2.2.2 Acquisition et traitement

Les travaux de cette thèse utilisent trois volumes sismiques 3D réels. Nous faisons ci-après une description des étapes généralement appliquées à ce type de données et qui peuvent avoir une influence sur le signal, en caractérisation réservoir.

Le traitement

Le traitement sismique est conventionnellement ciblé sur l'interprétation structurale d'un réservoir. Si l'on souhaite extraire des informations stratigraphiques et lithologiques des données sismiques pour caractériser le réservoir, il est nécessaire d'appliquer un traitement qui conservera l'énergie des ondes à haute fréquence et les amplitudes relatives du signal (ou amplitudes préservées). Il faut éviter de détruire les informations utiles contenues dans les variations relatives de l'amplitude sismique. Nous présentons ci-après certaines étapes du traitement qui peuvent affecter l'étude des amplitudes.

La correction d'amplitude Les ondes sismiques, en se propageant dans la terre, subissent des phénomènes d'atténuation. Ils sont de plusieurs types :

- l'atténuation géométrique (ou divergence sphérique) :
L'énergie sismique émise se répartit sur une surface d'onde croissante. Pour une source ponctuelle et un milieu homogène isotrope, la surface d'onde est une demi-sphère de rayon r et l'énergie décroît suivant $\frac{1}{r}$.
- l'atténuation inélastique (ou absorption) :
L'énergie n'est pas conservée pendant la propagation de l'onde. Les hautes fréquences sont préférentiellement absorbées par le milieu.

Dans la propagation des ondes sismiques, la dégradation de l'amplitude le long du trajet comprend ces deux composantes. Dans le traitement sismique, les méthodes simples pour corriger les effets de la divergence sphérique peuvent s'avérer inexactes dans des milieux complexes. De même, la compensation de l'absorption, utilisée de manière fréquente, n'est

pas complètement satisfaisante. Pour corriger ces deux effets, on utilisera plutôt une correction des amplitudes sismiques en fonction du temps et du déport. Pour cela, l'une des méthodes fréquemment utilisées fait appel aux profils sismiques verticaux, qui fournissent la trace sismique idéale à l'endroit du puits pour corrélérer avec les données sismiques (Campbell *et al.* 2005). Les méthodes utilisées peuvent avoir des effets importants sur la réponse AVO, comme par exemple des gradients d'amplitude majorés ou des diminutions de l'intercept comme le montre Cambois 2000. Pour éviter cela, la réponse AVO avant égalisation doit être modélisée pour servir de référence à la procédure.

Déconvolution La déconvolution est un filtre inverse utilisé pour récupérer les hautes fréquences, égaliser les amplitudes, récupérer une ondelette à phase nulle directement liée à la réflectivité du sous-sol, ou encore pour tout autre processus affectant la forme d'onde. La déconvolution peut améliorer des données sismiques affectées par le filtrage qui se produit naturellement lors de la propagation dans les couches géologiques.

La principale contribution de l'ondelette qui est intégrée dans une trace sismique brute est généralement la source de la signature, mais il y a aussi des contributions de nombreuses autres parties du champ d'onde de la source au récepteur, telles que les structures superficielles autour de la source et du récepteur, les fantômes de la source et du récepteur, la réponse du récepteur, la réponse du système d'enregistrement et les effets de l'atténuation le long de la trajectoire des rais. Idéalement, la déconvolution supprime l'effet de toutes ces contributions de la trace sismique avant interprétation.

L'atténuation des multiples L'atténuation des multiples joue un rôle majeur sur le bon fonctionnement de l'analyse AVA. Ce problème est particulièrement important pour les données sismiques marines. La superposition, dans une même fenêtre de temps, des signaux primaires et de multiples, va modifier de manière générale la réponse sismique en terme d'amplitude, de phase, et de contenu fréquentiel.

Il existe de nombreuses méthodes pour atténuer les multiples (Yilmaz 2001), notamment l'utilisation d'un filtre de Radon parabolique sur les collections CMP puisque dans ce domaine les primaires s'aplatissent, mais les multiples restent hyperboliques.

Migration des données sismiques et séparation en substacks La migration avant sommation est souvent appliquée lorsque les couches observées ont des profils de vitesse complexes, ou lorsque les structures sont trop difficiles à imager par une migration post-stack. La migration avant sommation en amplitudes préservées est basée sur l'une des nombreuses approximations de l'équation des ondes (tracé de rayons, one-way par exemple), et permet de récupérer quantitativement les réflectivités en fonction de l'angle. L'utilisation de ce type de migration implique une description fiable de la propagation des ondes et fournit de meilleurs résultats concernant la localisation des événements, la résolution du signal et la précision des attributs AVA.

Les données sismiques migrées sont ensuite séparées en angle stacks, c'est-à-dire que l'on cherche à obtenir une illumination angulaire constante au toit du réservoir (dans une plage d'angles donnée). La technique la plus courante fait appel à l'équation de Walden (Walden 1991), qui "transforme" les offsets en angles :

$$\sin\Theta = \frac{x}{\sqrt{t_0^2 + \frac{x^2}{V_{RMS}^2}}} \frac{V_{INT}}{V_{RMS}^2} \quad (2.7)$$

avec Θ l'angle d'incidence à l'offset x ; t_0 le temps d'arrivée à offset nul sur la surface considérée; V_{RMS} la vitesse RMS jusqu'à la surface considérée; V_{INT} la vitesse d'intervalle

juste au-dessus de la surface considérée.

Cette équation est basée sur des hypothèses de milieux 1D hétérogènes et de petits offsets. En général, lorsque l'on regarde au niveau du puits les traces sismiques estimées avec cette technique et les traces synthétiques calculées à partir de la réflectivités, on se rend compte que l'incertitude liée à la calibration est supérieure à celle des équations de Walden (B. Paternoster, communication personnelle, 19 mars 2009), ce qui la rend suffisamment fiable pour être utilisée en dépit de cette hypothèse 1D. Au niveau du réservoir, cela se traduit par des plages d'angles non constantes. Il est alors important de vérifier que le modèle de vitesse utilisé permet de conserver une certaine stabilité des plages d'angles au toit du réservoir. On se reportera à Yin and Pillet 2006 pour une illustration de l'impact du modèle de vitesse sur l'estimation des angle stacks. Des travaux récents (Lecerf *et al.* 2009) explorent la possibilité d'estimer les plages d'angle en 3D.

L'anisotropie Le traitement conventionnel peut produire de fausses structures et réponses en-dessous des régions anisotropes en raison de mauvaises corrections NMO. Ainsi, les effets d'anisotropie peuvent créer des pièges pour l'interprétation sur les sections sismiques. Ces pièges peuvent prendre la forme de pseudo failles, anticlinaux, chenaux, anomalies d'amplitude, et flat spots (Chen and Castagna 2000). Pour exemple, ils montrent qu'en tentant de corriger cette anisotropie de 10% sur un milieu transverse isotrope de trois couches, il reste une pseudostructure avec un flat spot. En effet, la correction est juste pour les traces proches offsets mais les traces en offsets lointains sont sur-corrigées. Il faut donc être particulièrement méfiants des structures évidentes sur les stacks lointains offsets qui n'apparaissent pas sur les stacks proches offsets.

La meilleure séquence de traitement pour la caractérisation réservoir devrait être celle qui optimise, simultanément la préservation de l'amplitude sismique et l'atténuation des signaux indésirables (multiples et réverbérations), produisant des attributs AVA similaires à ceux obtenus à partir de la modélisation sismique. Dans un souci d'augmenter le rapport signal/bruit, les données ont subi d'autres phases de traitements telles que filtre $f-k$ et conversion zéro phase, que nous n'évoquerons pas.

2.3 Le champ Alpha - modèle turbiditique

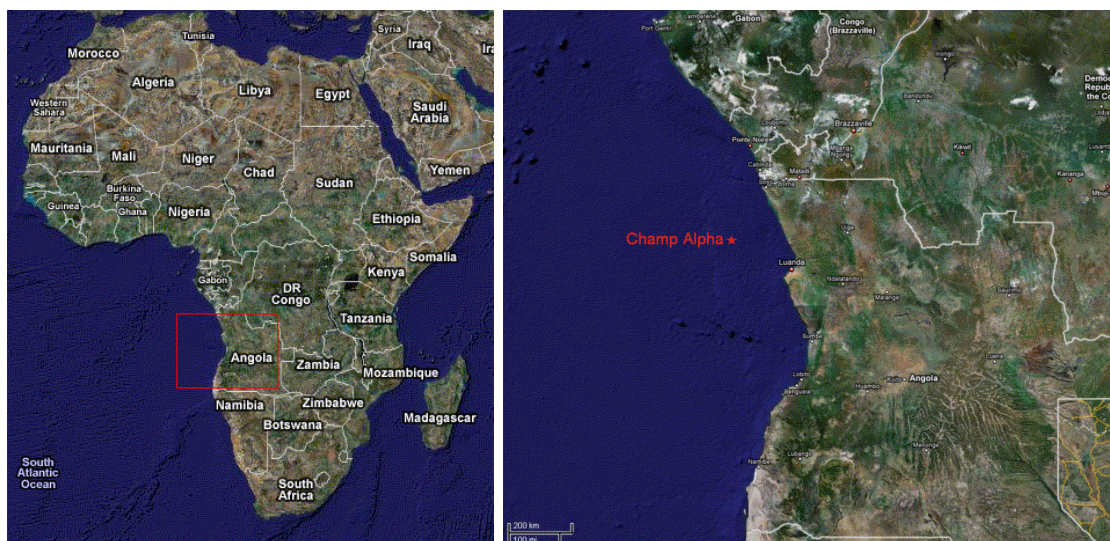


FIG. 2.3.1 – Localisation géographique du champ Alpha.

Le champ Alpha se situe au large des côtes angolaises dans le bassin du Congo inférieur, sur la marge continentale ouest africaine. On se trouve dans un contexte en eaux profondes (tranche d'eau de plus de 1500 mètres).

2.3.1 Le contexte géologique

L'Angola est à cheval sur les trois bassins de sels majeurs de la marge atlantique de l'Afrique. La région côtière du nord repose dans le bassin du Congo. Ce bassin est une structure en pull-apart classique qui s'est développée sur la marge passive africaine pendant la rupture continentale du Crétacé.

Une importante couche d'évaporites (sel) sépare deux séquences sédimentaires distinctes (la série pré-sel et la série post-sel). Les sédiments pré-sel ont été influencés structurellement par une fracturation de la roche mère, associée à de la tectonique de raft. Les sédiments post-sel ont été largement remaniés par des mouvements du sel sous-jacent. Ces deux séries sédimentaires sont riches en huile.

L'évolution des bassins côtiers de l'Angola provient des événements de la tectonique des plaques qui a causé le rifting du supercontinent Gondwana et la séparation de l'Afrique de l'Amérique du sud. Le rifting a commencé au Crétacé Inférieur et un élargissement progressif de l'Océan Atlantique Sud s'est amorcé. Après le début de cet élargissement, les bassins de l'Angola, dont le bassin du Congo, ont continué à subsider, permettant le dépôt d'épais sédiments post-rift. L'évolution tectonique et sédimentaire de la marge angolaise peut être divisée en huit phases séquentielles. La figure 2.3.2 résume ces huit phases.

Le champ Alpha s'est développé pendant les phases VI, VII et VIII, du Tertiaire Inférieur au Miocène Moyen. Ces phases sont constituées d'une grande proportion d'argiles et de quelques carbonates, reflétant l'ouverture continue de l'Atlantique. L'Oligocène a été une période de larges dépôts de turbidites. Les dépôts oligocènes sont essentiellement turbiditiques, avec des chenaux sableux intercalés. La formation Malembo, d'âge Oligocène, est

une unité lithostratigraphique transgressive qui contient des strates formées proche littoral et en contexte de talus. Cette formation inclut certains des plus importants réservoirs dans les eaux profondes de l'Angola.

La structure du champ Alpha, présenté en contexte régionale sur la figure 2.3.3, est un anticlinal pincé en contexte compressif, initié à la fois par les mouvements salifères et par une déformation de glissements gravitaires. Cette structure, incluse dans la formation Malembo, se forme pendant le déplacement gravitaire oligocène et se stabilise vers la fin du Miocène. L'unique puits dévié (W-Alpha) de la structure a été foré sur le flanc sud-ouest de l'anticlinal et traverse le flat spot des réservoirs oligocènes. Cette structure est affectée par des failles d'extrados qui ne brisent pas la couverture.

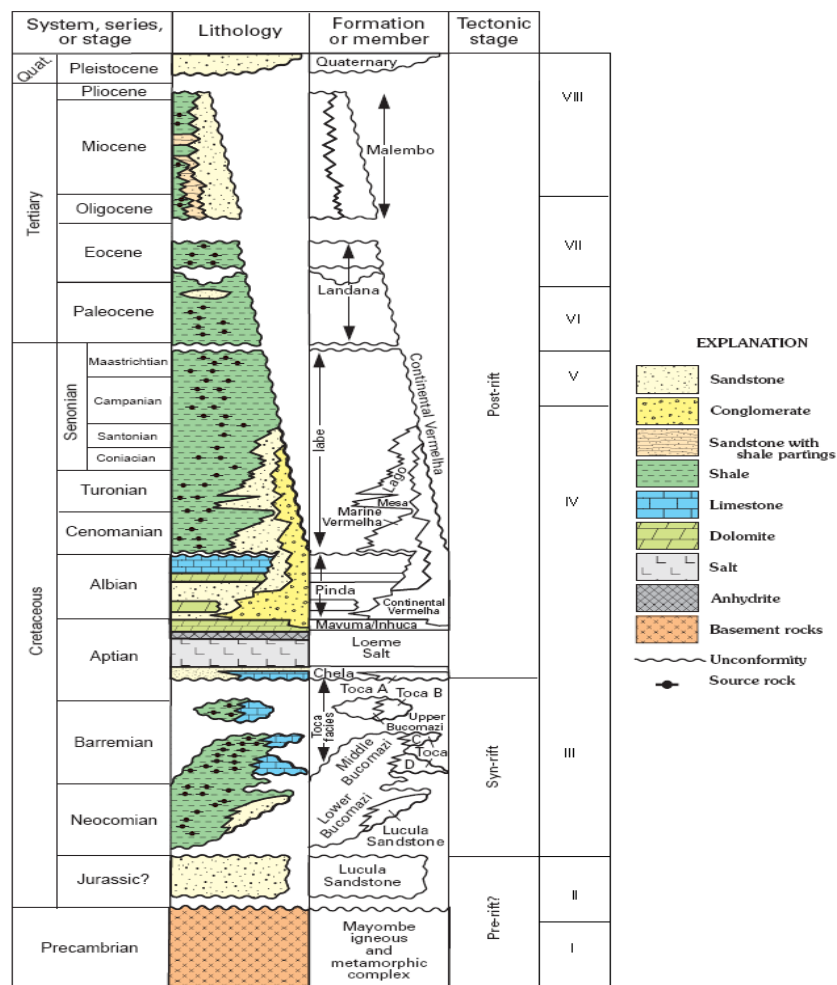


FIG. 2.3.2 – Evolution stratigraphique des bassins offshore angolais. De Brownfield and Charpentier 2006b.

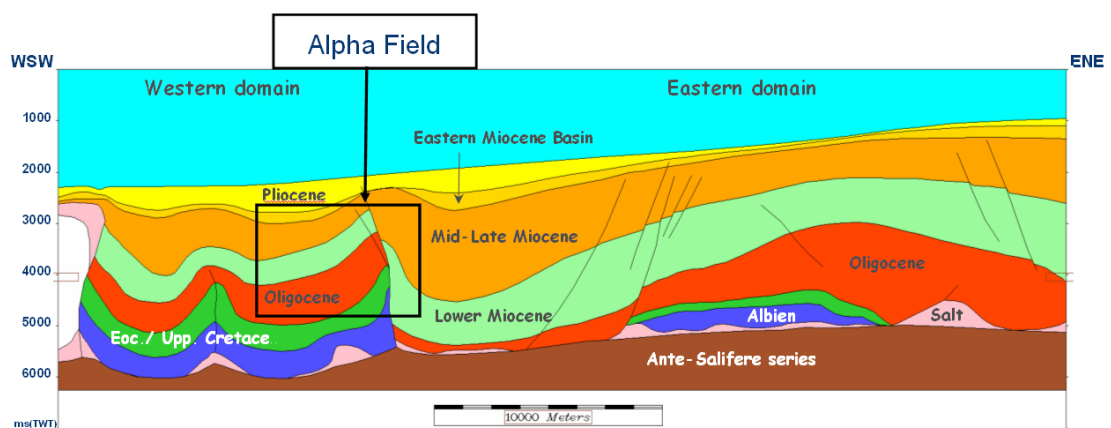


FIG. 2.3.3 – Interprétation géologique régionale du champ Alpha.

L'intervalle qui nous intéresse compte 5 unités réservoirs principales, nommées E, F, G, H et I. L'ensemble fait 1500 mètres d'épaisseur, soit environ 700ms en temps.

On retrouve dans ces réservoirs des chenaux de types érosifs (dans l'unité E) de dimension kilométrique et assez épais, à des chenaux de types dépositionnels (dans l'unité I), très fins. Le chenal de l'intervalle E est particulièrement visible, de plusieurs centaines de mètres de large, tandis que les chenaux des autres intervalles sont très fins, et à peine visible sur les données sismiques disponibles. Les illustrations des travaux sur le champ Alpha montreront donc essentiellement le chenal de l'intervalle E.

2.3.2 Le modèle réservoir

La grille réservoir du champ Alpha (vue 3D sur la figure 2.3.4), que nous appellerons R-Alpha, s'étend sur une surface de 7km x 7km et englobe les cinq unités réservoirs E, F, G, H et I. Ce modèle, défini en profondeur, a été construit à partir d'une interprétation structurale régionale (horizons majeurs et failles de l'anticlinal) et des données de l'unique puits disponible. La grille est définie par $114 * 159 * 113$ cellules, soient 2.048.238 cellules au total, de dimension moyenne de 60m x 70m x 10m (ou 5ms d'épaisseur). Comme le montre la figure 2.3.5, la grille réservoir est plus large que les données sismiques qui nous intéressent.

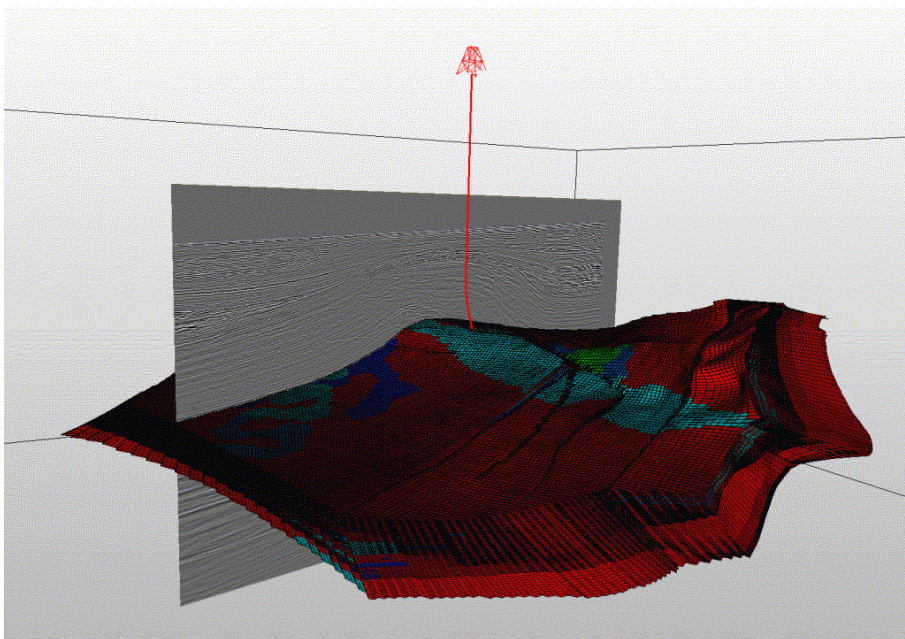


FIG. 2.3.4 – Vue 3D de la grille réservoir R-Alpha, avec une section sismique et l'emplacement du puits.

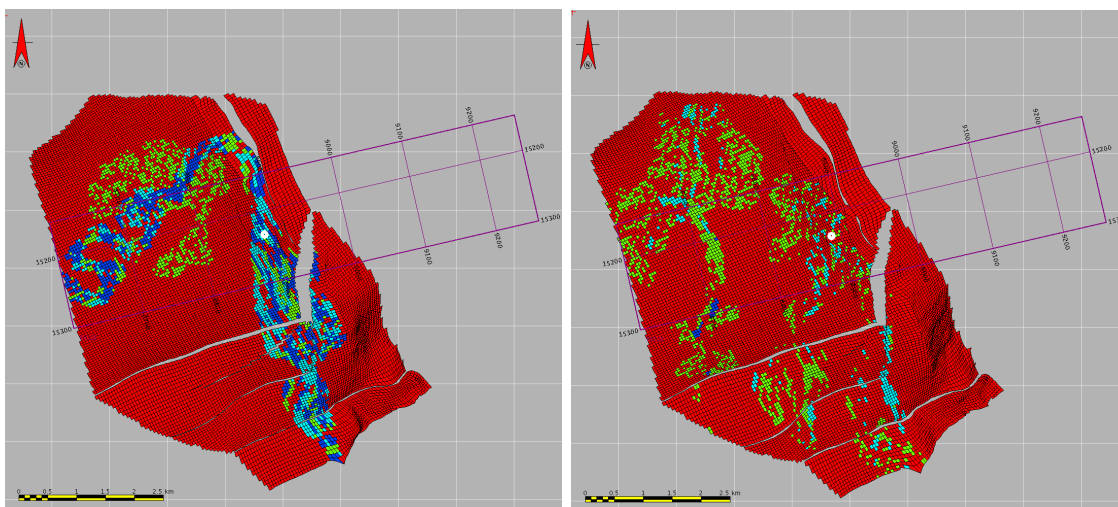


FIG. 2.3.5 – Deux couches de la grille réservoir R-Alpha. La propriété illustrée représente les faciès lithologiques : argiles en rouge, sables grossiers (en vert) à fins (en bleu). La limite des données sismiques étudiées a été ajoutée sur l'image. Le point blanc correspond à la position du puits W-Alpha.

Le remplissage initial de la grille réservoir provient de l'interprétation géologique. Les faciès et l'ensemble des propriétés pétrophysiques (porosité effective, Net-To-Gross, saturation, ...) ont été simulés de manière déterministe à partir de cette interprétation.

Les données puits

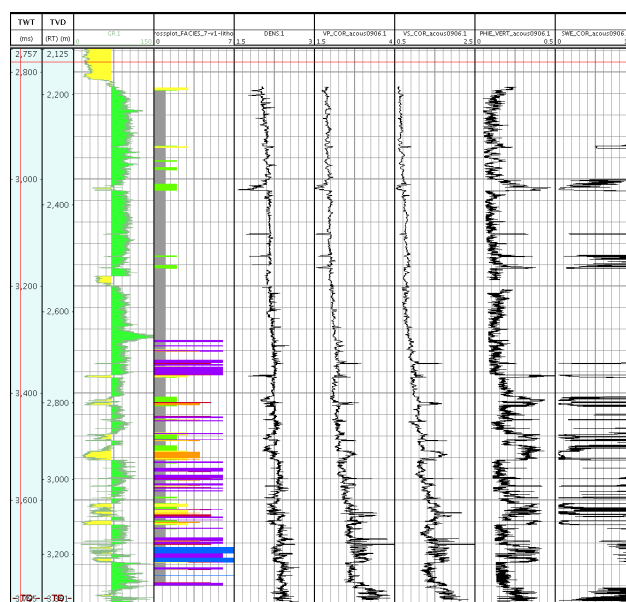


FIG. 2.3.6 – Logs pétrophysiques, pétroélastiques et lithologiques de W-Alpha. De gauche à droite : Gamma-Ray, lithologie, densité, vitesses P et S, porosité effective et saturation.

Un seul puits a été foré sur la structure anticlinale du champ. Il s'agit d'un puits fortement dévié, avec des déviations allant jusqu'à 45° au fond du puits. Parmi les logs disponibles, nous avons les logs pétrophysiques du Gamma-Ray, perméabilité, porosité effective et totale, saturation, volume d'argile, et les logs pétroélastiques, densité, vitesses P et S, coefficient de Poisson. Nous disposons également d'une interprétation en faciès, montrée sur la figure 2.3.6 avec les autres logs d'intérêt. Sept faciès ont été interprétés à partir de ces logs, et sont légendés ainsi sur la figure 2.3.7 :

1. Les argiles
2. Les sables laminés à huile
3. Les sables moyens à huile
4. Les sables grossiers à huile
5. Les sables cimentés à huile
6. Les débris flows
7. Les sables à eau (toutes granulométries confondues)

La discrimination des faciès en fonction des propriétés est plutôt de bonne qualité, comme illustré sur la figure 2.3.7. Le chevauchement du nuage de points ne dépasse pas les 33% (ce pourcentage est donné par la proportion de faciès extérieurs à un faciès dominant dans une cellule élémentaire du diagramme criosé).

On remarquera que les faciès argiles, débris flows et sables à eau sont confondus sur le diagramme et n'ont pas de discrimination pétrophysique. Ces trois faciès peuvent donc éventuellement être regroupés ensemble dans le code faciès 1.

La bonne discrimination entre le faciès 1 et les sables à huile est une observation prometteuse pour les analyses AVO. Cela garantit que plus les écarts seront importants entre argiles, sables à eau et sables à huile, plus les anomalies AVO seront fortes.

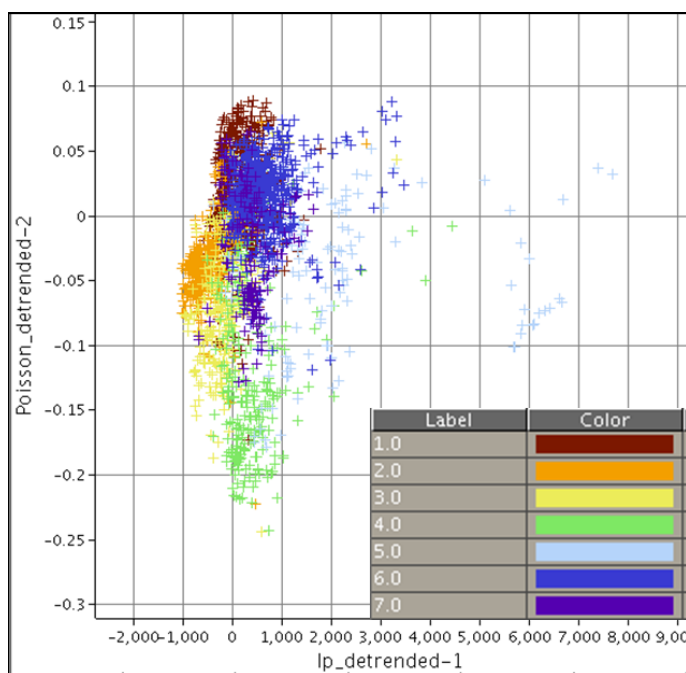


FIG. 2.3.7 – Diagramme croisé des propriétés Impédances relatives versus coefficient de Poisson relatif, coloré par les faciès au puits.

Un modèle pétroélastique (PEM) a été défini à partir de W-Alpha, pour reconstituer les propriétés densité ρ , vitesse P V_p et vitesse S V_s à partir des faciès et des courbes d'enfouissement $\{\rho, V_p, V_s\} = f(z)$. Pour stabiliser les relations issues de ces courbes d'enfouissement, les propriétés d'un puits du champ voisin (distant de 12 Km) ont été ajoutées à celles de W-Alpha. La figure 2.3.8 montre les données de puits pour la densité, les vitesses P et S, avec les courbes d'enfouissement.

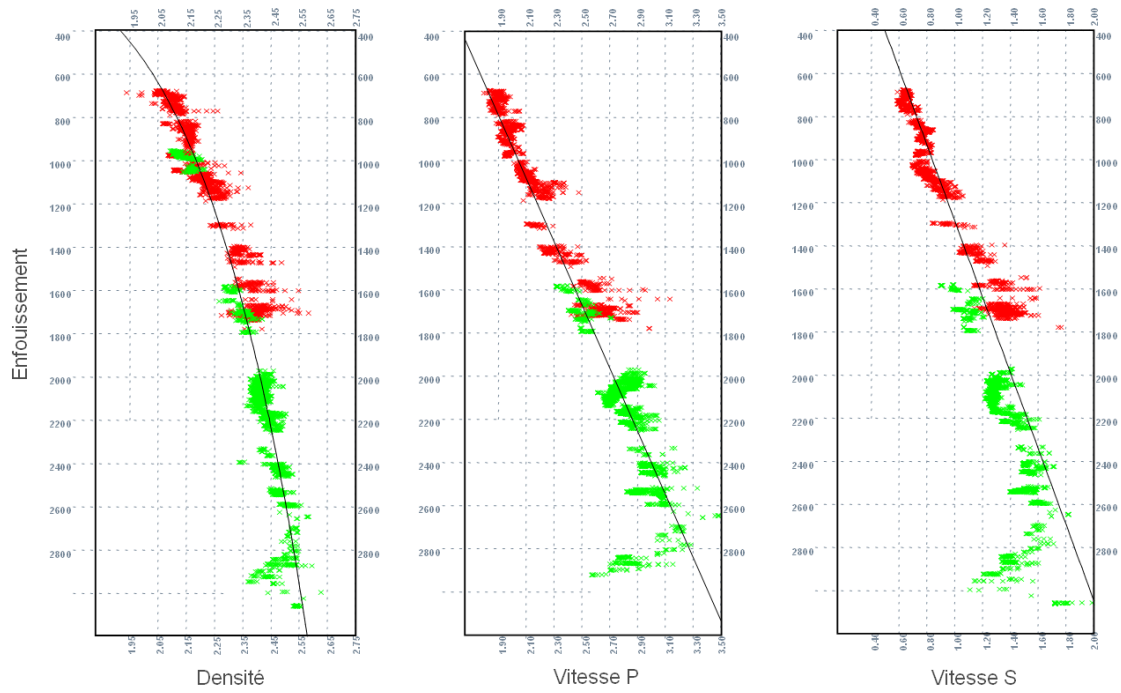


FIG. 2.3.8 – Courbes d'enfouissement estimées pour le puits W-Alpha, pour les propriétés densité, vitesses P et S. Les points rouges correspondent aux données du puits W-Alpha, les points verts aux données du puits voisin.

2.3.3 Les données sismiques

Il s'agit d'un bloc 3D de données sismiques marines acquises avec une tranche d'eau d'environ 1500m. Les caractéristiques principales de la zone étudiée sont les suivantes :

- Echantillonnage spatial : 12.50m x 12.50m
- Dimension : 151 Inlines x 661 crosslines x 1668 échantillons ($t_{min} = 1500ms$)
- Pas d'échantillonnage en temps : 3ms
- Fréquence dominante : 30 Hz (résolution de 21m)
- Bande passante : 5 - 100 Hz

Trois substacks (Near stack 5°-18°, mid stack 18°-32° et far stack 32°-47°) ont été créés à partir de cette acquisition. La figure 2.3.9 montre une section de la sismique Near suivant les directions inline et crossline. Le réservoir est individualisé par les horizons bleus.

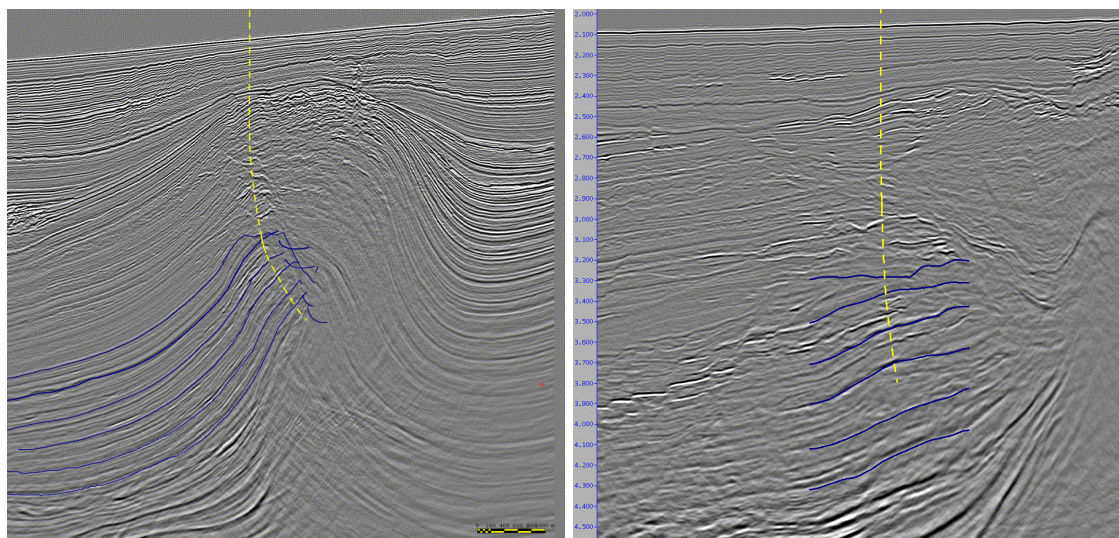


FIG. 2.3.9 – Section sismique Near suivant la direction inline (à gauche) et crossline (à droite). Le réservoir est individualisé par les horizons bleus et la trajectoire du puits est représentée en jaune.

Deux types d'ondelette (figure 2.3.10) ont été obtenus par calage de la sismique et du puits : une ondelette sur le stack complet, une ondelette par stack angulaire. De par la complexité de la géologie à l'endroit du puits (fort pendage, failles), ce calage est de qualité moyenne (corrélation autour de 60%). Ces ondelettes représentent tout de même de manière correcte le signal et son contenu fréquentiel.

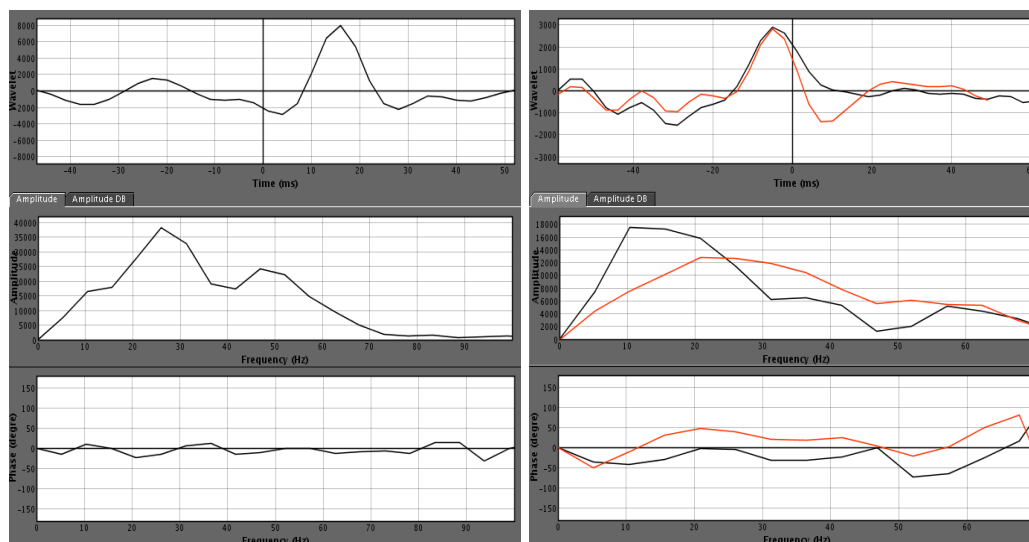


FIG. 2.3.10 – Ondelettes obtenues par calibration au puits sur le stack complet des données sismiques (à gauche), sur les stacks proches et moyens offsets (à droite).

Nous disposons également de résultats d'inversions déterministes (basée sur le stack complet) et stochastiques (basée sur les trois substacks). L'inversion stochastique a été réalisée avec GeoSI (voir chapitre 4). La figure 2.3.11 montre des sections de ces inversions,

en impédances P et S, pour les deux types d'inversions. La différence principale, outre la différence de valeurs des impédances, est le niveau de détail, la résolution de ces résultats. En effet, l'inversion stochastique a une résolution verticale plus fine, ce qui peut permettre de simuler d'autres propriétés avec plus d'hétérogénéités que dans le cas de l'inversion déterministe. De plus, les impédances stochastiques sont échantillonnées à 1ms.

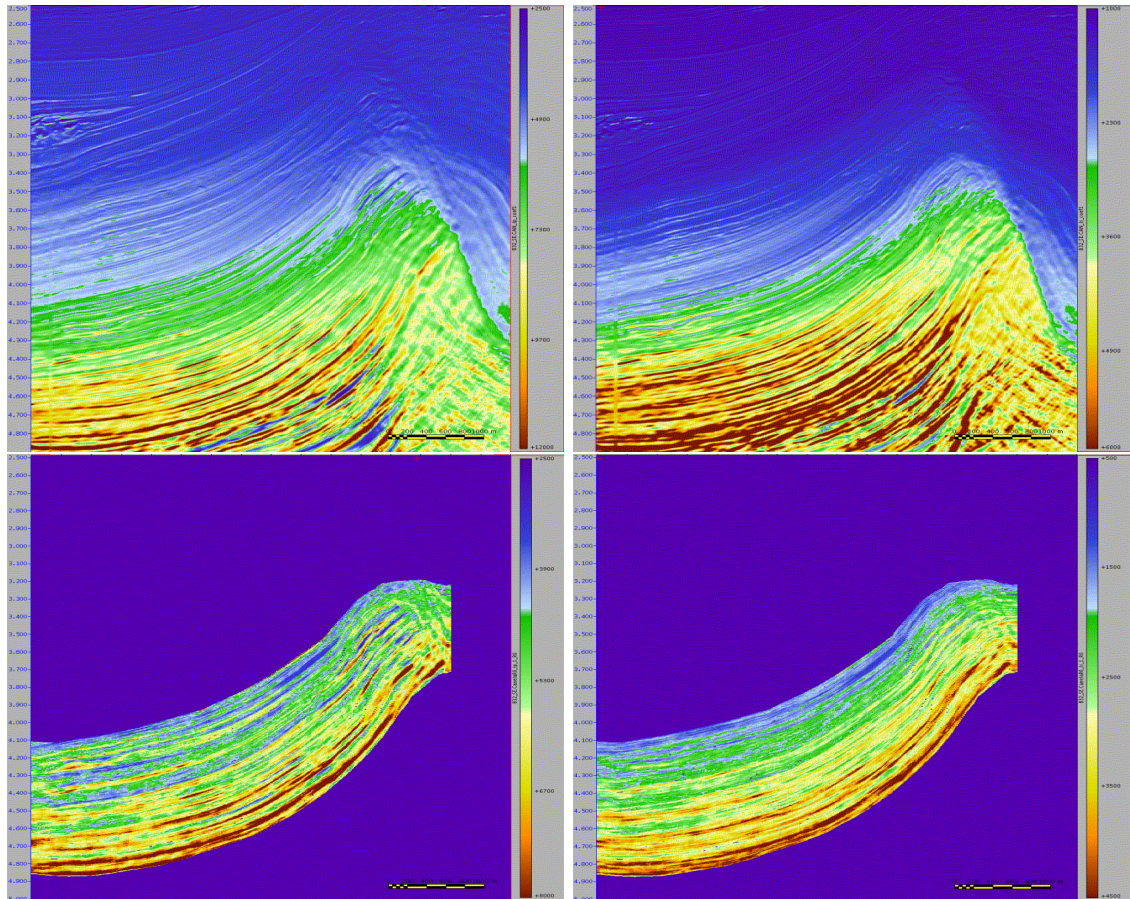


FIG. 2.3.11 – Sections en impédances P (à gauche) et S (à droite) pour les inversions déterministes (en haut) et stochastiques (en bas). L'inversion stochastique est réalisée uniquement sur le réservoir R-Alpha.

2.3.4 Les particularités du champ Alpha

Le champ Alpha a l'avantage certain d'une sismique 3D avec un excellent rapport signal/bruit.

Un seul puits au sommet de la structure anticlinale permet de contraindre cette sismique avec des propriétés pétrophysiques. Le seul PEM existant se base sur ce puits, et est formulé à partir des courbes d'enfouissement des propriétés pétroélastiques et de l'interprétation en faciès du puits. Ce PEM est donc peu fiable sur l'ensemble du champ, étant donné le fort pendage de la structure (environ 40°). Il est donc peu probable que les informations actuelles de la grille réservoir nous permettent de retrouver les données sismiques réelles.

2.4 Le champ Bêta - modèle turbiditique

Le champ Bêta est situé dans la zone offshore au large du Nigeria, dans le Golf de Guinée. On se trouve dans un contexte en eaux profondes (tranche d'eau de 1400 mètres).



FIG. 2.4.1 – Localisation géographique du champ Beta.

2.4.1 Le contexte géologique

Le Golfe de Guinée est bordé par des zones costales et offshore de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo, du Bénin et de la partie ouest du Nigeria. Ces bassins partagent des caractéristiques stratigraphiques et structurales communes, car ils contiennent des roches de l'Ordovicien à l'Holocène. La limite Est correspond à la province du Delta du Niger et la limite Ouest à la côte ouest africaine. L'histoire géologique du Golfe de Guinée se divise en trois grandes périodes : la période intracratonique du Protérozoïque au Jurassique, la période de rifting du Jurassique au Crétacé, la période de dérive du Crétacé à l'Holocène.

Ces trois périodes représentent le développement des bassins du Golfe de Guinée. Les roches de la période intracratonique dans le bassin du Bénin, au large du Delta du Niger, sont représentées par des roches de type grès, argiles et conglomérats, déposés dans des environnements deltaïques et fluviaux. Pour la période rifting, on retrouve le même type de roches dans des environnements deltaïques lacustres et fluviaux. Les dépôts se retrouvent dans des séries de grabens et semi-grabens. La fin de la période rifting est marquée par une discordance majeure qui sépare ces sédiments des roches marines de la période de dérive. Les sédiments de la période de dérive dans le Golfe de Guinée sont de manière prédominante des grès, des argiles et quelques carbonates, déposés par des successions de régressions et de transgressions. Cette géologie régionale est représentée sur la figure 2.4.2 (Corredor *et al.* 2005).

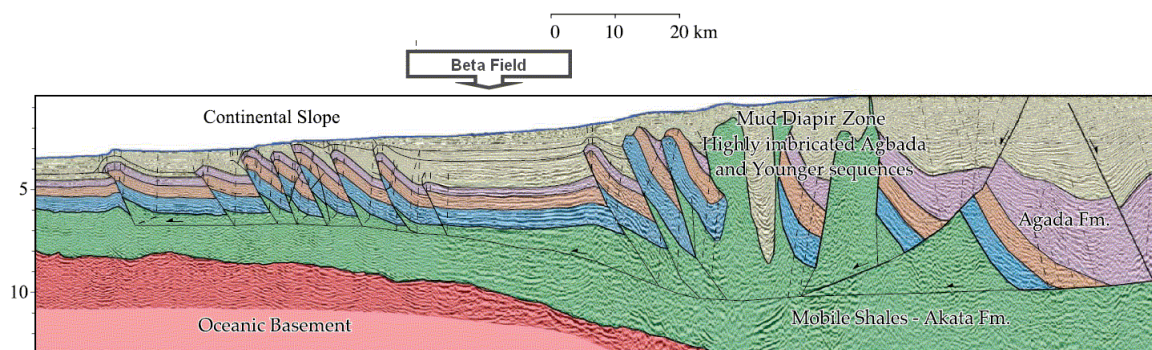


FIG. 2.4.2 – Interprétation géologique régionale du champ Bêta, d'après Corredor *et al.* 2005.

Le bassin sous-jacent a été rempli par des séquences de sédiments provenant du Delta du Niger, qui se sont progressivement accumulés à la sortie du système de rivières Niger-Bénoué. C'est l'un des plus grands deltas du monde, étendu sur plus de 300 kilomètres, et l'épaisseur des sédiments clastiques qui le constituent est estimée à 12 kilomètres.

L'accumulation de sédiments a probablement commencé dès le début du Crétacé (Albien) dans un bassin formé par la séparation de l'Afrique et du sud de l'Amérique. Toutefois le vrai développement du Delta a commencé au début du Tertiaire, alors que les sédiments ont commencé à prograder vers l'Atlantique. La séquence deltaïque est très affectée par les failles normales syn-sédimentaires et post-sédimentaires, orientées plus ou moins parallèlement à la ligne de côte.

La grande majorité du Delta est localisée dans le Nigeria ; l'extrême limite Est se trouve dans les eaux territoriales du Cameroun et de la Guinée Equatoriale. Les sédiments du Delta du Niger proviennent des rivières Niger et Bénoué qui drainent une large partie de l'Afrique de l'Ouest. La majeure partie de la sédimentation a pris place dès le Paléocène, et le Delta a lentement progradé vers le Golfe de Guinée. Les failles normales listriques syn-sédimentaires ont été importantes dans le développement du Delta. Les failles sont orientées de manière parallèle à la côte et divisent le Delta en des unités distinctes appelées ceintures de dépôt.

Le Delta du Niger est une séquence régressive de sédiments clastiques. La base de la séquence consiste en des alternances de sables et d'argiles de la formation d'Isongo, sur lesquelles reposent les argiles marines épaisses de la formation d'Akata, et au dessus de laquelle on retrouve les argiles, silts et sable fluviaux et marines peu profond de la formation d'Agbada.

La formation d'Agbada est le prospect majeur en hydrocarbures du Delta du Niger. Elle consiste en des alternances de sables, silts et les argiles de proportions et épaisseurs différentes, datées de la fin du Miocène. L'alternance de sédiments clastiques fins puis grossiers a formé plusieurs doublets réservoir/couverture : le réservoir du champ Bêta (R-Bêta) est l'un de ces doublets. Il est composé de plusieurs chenaux sableux, montrés sur les figures 2.4.3 et 2.4.5

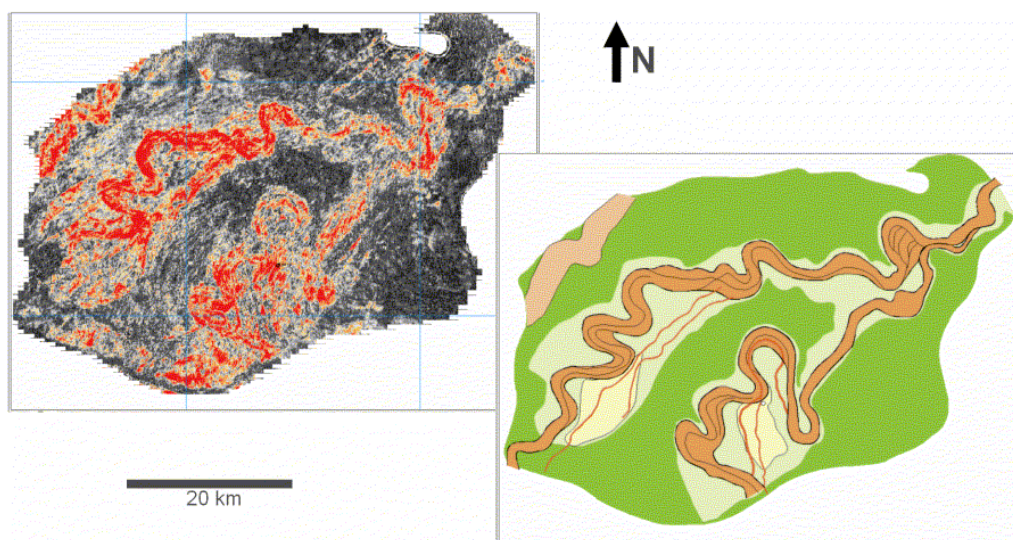


FIG. 2.4.3 – Interprétation géologique du réservoir R-Bêta avec une section temps des données sismiques (à gauche).

2.4.2 Le modèle réservoir

La grille réservoir R-Bêta (vue 3D sur la figure 2.4.4) s'étend sur 12 km x 12 km x 250 m (ou 150ms). Elle compte $112 \times 174 \times 63 = 1.227.744$ cellules de dimension moyenne 70 x 70 x 4m (ou 3ms d'épaisseur en temps). Cette grille a été construite à partir de l'interprétation globale (horizons et failles) et de la position des objets géologiques identifiés sur les données sismiques. La grille est irrégulière, plus fine en certains endroits, notamment dans les zones chenalisées du réservoir.

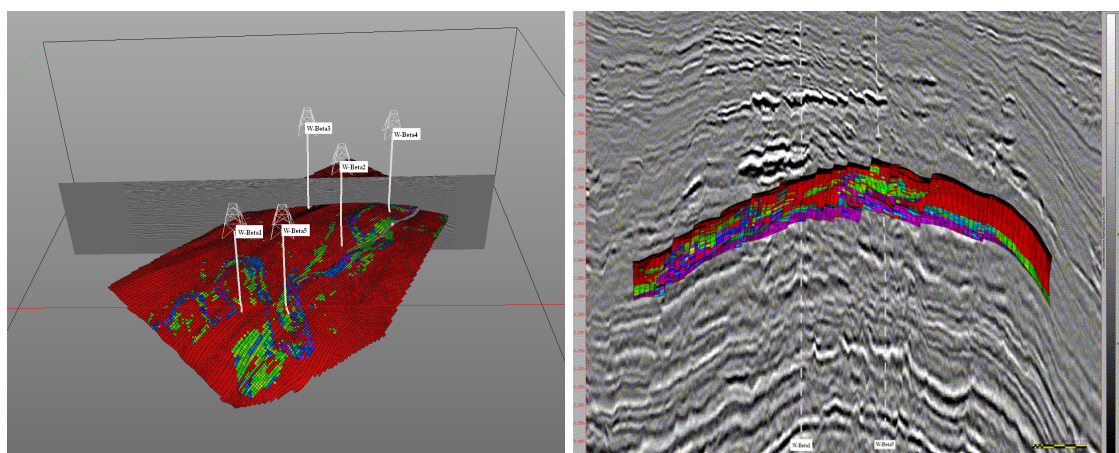


FIG. 2.4.4 – Vue 3D (à gauche) et section transversale (à droite) de la grille réservoir R-Bêta, avec une section sismique et l'emplacement des puits. La propriété représentée est le Net-To-Gross.

Le remplissage initial a été réalisé à partir des propriétés types de fluides et faciès, interprétés dans la grille réservoir par le scénario géologique le plus probable. Les propriétés pétrophysiques ont ensuite été analysées aux puits, leurs intervalles de valeur récupérés par

faciès et types de fluides. Les propriétés sont ensuite générées dans la grille par simulation géostatistique.

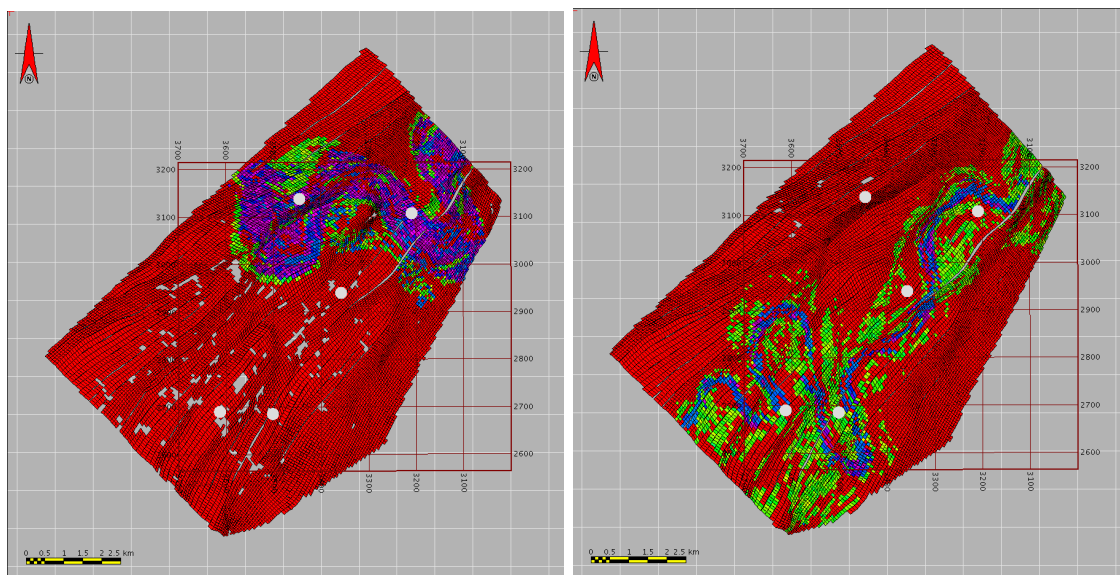


FIG. 2.4.5 – Deux couches de la grille réservoir R-Bêta. La propriété illustrée représente le Net-To-Gross. La limite des données sismiques étudiées a été ajoutée sur l'image. Les points blancs correspondent aux positions des puits W-Bêta1 à W-Bêta5.

2.4.3 Les données puits

Le champ Bêta dispose de cinq puits (nommés W-Bêta1 à W-Bêta5) forés dans différents chenaux de l'intervalle R-Bêta, comme le montre la figure 2.4.6. Ces puits sont tous légèrement déviés, mais peuvent être considérés verticaux dans l'intervalle du réservoir.

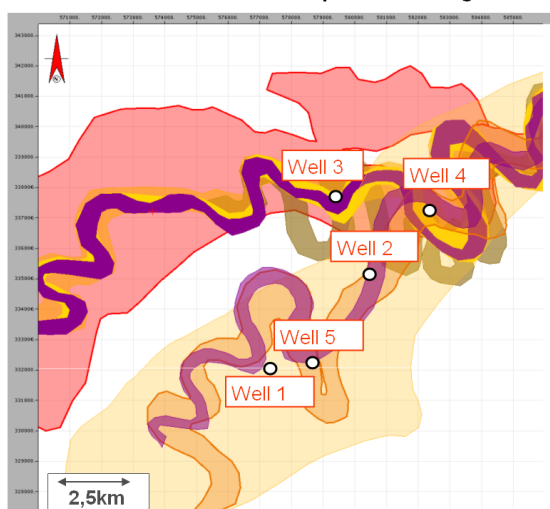


FIG. 2.4.6 – Implantation des puits du champ Bêta dans les intervalles chenalés du réservoir.

Parmi les logs disponibles, nous avons les logs pétrophysiques du Gamma-Ray, perméabilité, porosité effective et totale, saturation, volume d'argile, et les logs pétroélastiques, densité, vitesses P et S, coefficient de Poisson. Nous disposons également d'une interprétation en faciès, montrée sur la figure 2.4.7 avec les autres logs d'intérêt. Les faciès interprétés sont légendés ainsi :

1. Argiles silteuses
2. Argiles turbiditiques avec laminations sableuses très fines
3. Silts et sables fins en bancs alternés centimétriques
4. Silts et sables fins en bancs alternés décimétriques
5. Sables moyens
6. Sables grossiers à graveleux
7. Matrice argileuse à quartz
8. Matrice sablo-argileuse à quartz
9. Sables fins en bancs massifs décimétriques
10. Sables moyens en bancs massifs plurimétriques
11. Niveau conglomératique de base de chenal ou Lag
12. Sills ou dykes sableux métriques

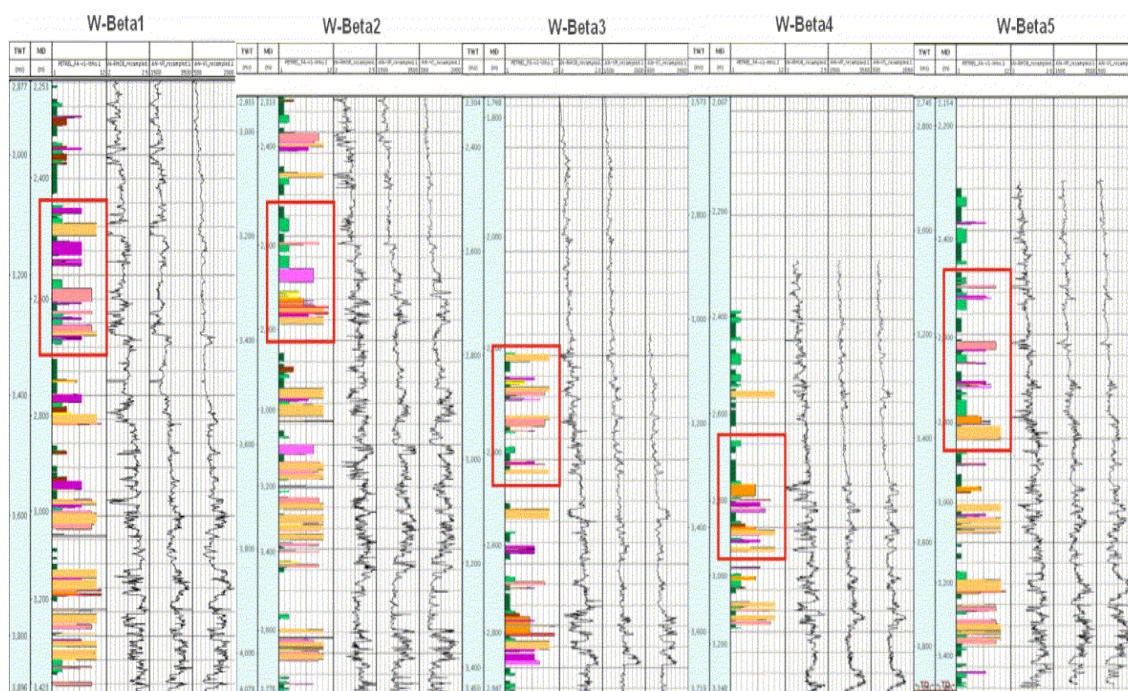


FIG. 2.4.7 – Logs lithologiques et pétroélastiques (lithologie, densité, vitesses P et S) pour les cinq puits du champ Bêta.

La discrimination des faciès en fonction des propriétés est assez difficile, avec un chevauchement entre 41% et 52% (en fonction du puits), comme illustré sur la figure 2.4.8. Ceci est dû au fait que la réponse d'un faciès varie légèrement de puits à puits et d'intervalle en intervalle.

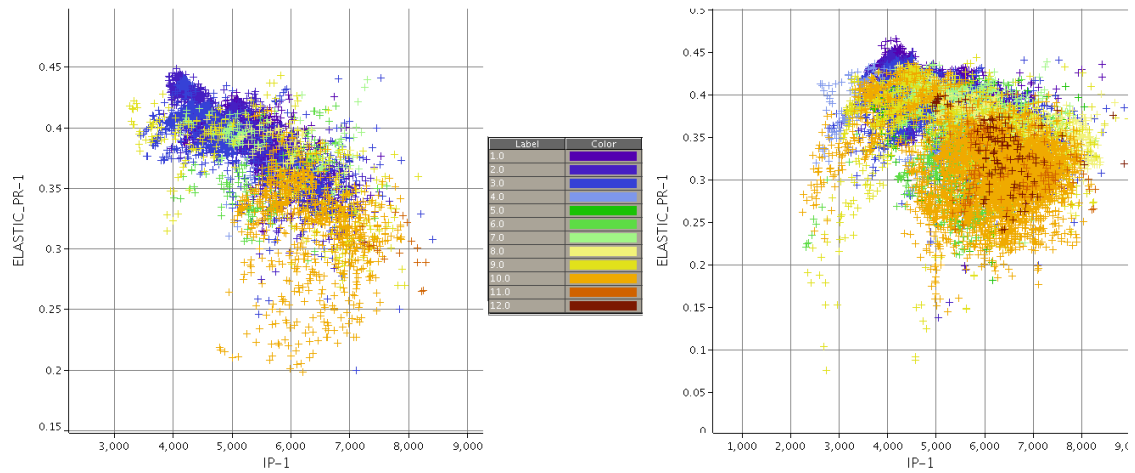


FIG. 2.4.8 – Diagramme croisé des propriétés Impédances acoustiques et du coefficient de Poisson, coloré par les 12 faciès initiaux, pour le puits W-Bêta3 à gauche et pour tous les puits à droite.

Un modèle pétroélastique a été établi à partir des cinq puits W-Beta, pour reconstituer les propriétés pétroélastiques ρ , V_p et V_s à partir des propriétés pétrophysiques. Ce PEM consiste en une série de fonctions déterministes, transformant l'espace volume d'argile - porosité effective en propriétés pétroélastiques ρ , V_p , V_s et I_p , I_s , PR . La comparaison entre logs réels et logs estimés par le PEM est très satisfaisante à l'échelle du champ (voir figure 2.4.9).

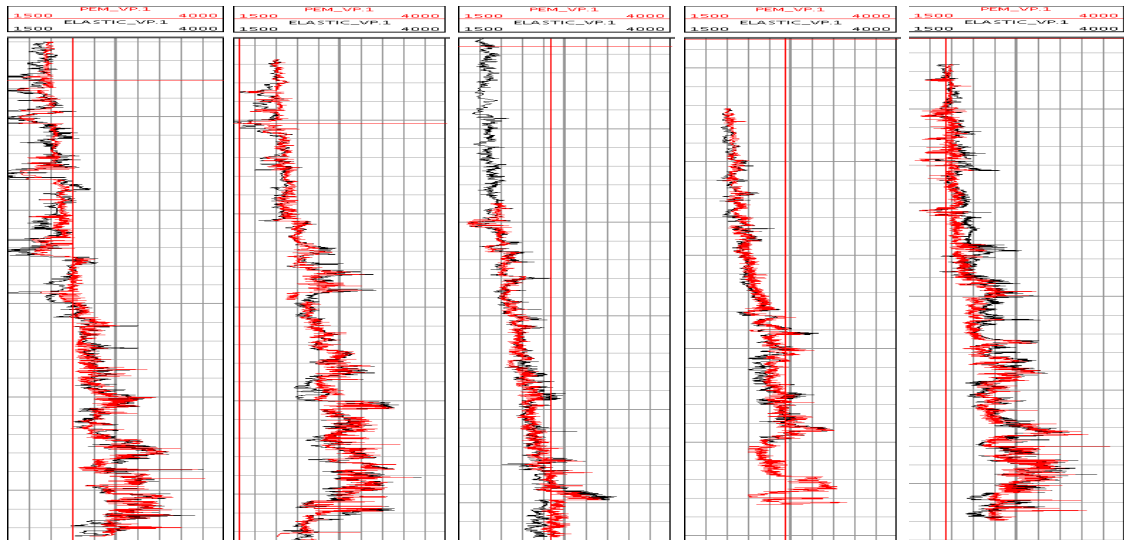


FIG. 2.4.9 – Comparaison des logs réels (en noir) et simulés par le PEM (en rouge) pour V_p , pour tous les puits du champ Bêta.

2.4.4 Les données sismiques

Il s'agit de données sismiques marines acquises en contexte de grande profondeur. Les caractéristiques principales de la zone étudiée sont les suivantes :

- Echantillonnage spatial : 12.50m x 12.50m
- Dimension : 651 Inlines x 701 crosslines x 901 échantillons ($t_{min} = 1800ms$)
- Pas d'échantillonnage en temps : 3ms
- Fréquence dominante : 30 Hz (résolution de 15m)
- Bande passante : 3 - 95 Hz

Nous disposons de cinq substacks pour ces données (near stack 2°-12°, mid stack1 12°-22°, mid stack2 22°-32°, far stack 32°-42° and ultra-far stack 42°-50°). La figure 2.4.10 montre une section de la sismique réflexion Near suivant la direction inline et crossline. Le réservoir est individualisé par les horizons rouge et orange. Le puits est représenté en rouge.

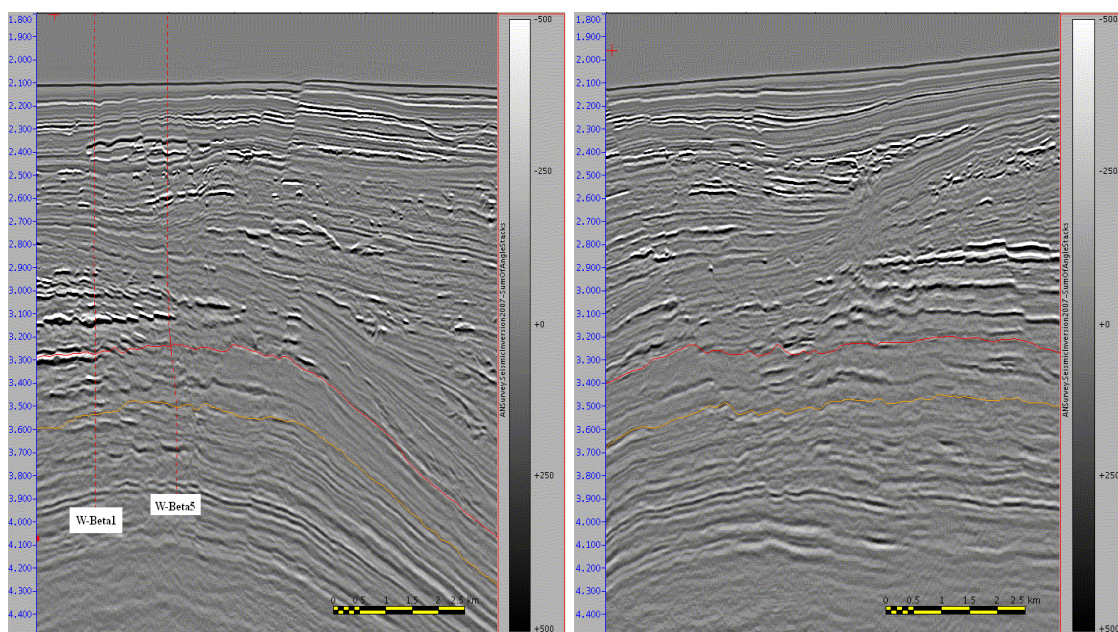


FIG. 2.4.10 – Section sismique Near suivant la direction inline (à gauche) et crossline (à droite). Le réservoir est individualisé par les horizons rouge et orange et la trajectoire des puits est représentée en rouge.

Nous disposons d'une ondelette pour chacun des substacks (figure 2.4.11). Elles ont été calées sur les sismiques à partir des logs de puits. Le calage est de bonne qualité pour les puits 1 à 3 (corrélation de plus de 85%), et de qualité moyenne pour les puits 4 et 5 (corrélation de 70% à 65%).

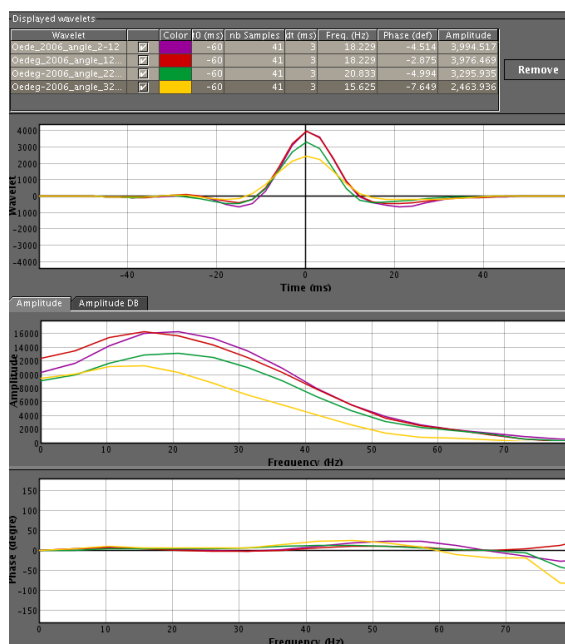


FIG. 2.4.11 – Ondelettes obtenues par calibration aux puits sur les différents substacks. En mauve : ondelette near ; en rouge : ondelette mid1 ; en vert : ondelette mid2 ; en jaune : ondelette far.

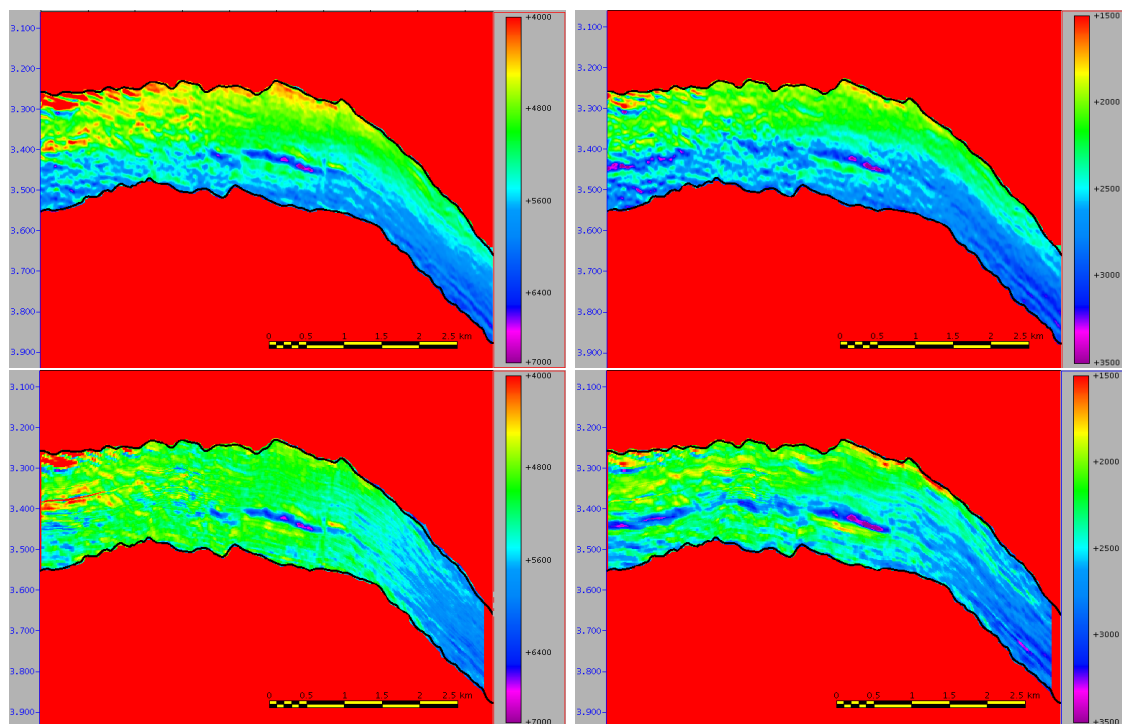


FIG. 2.4.12 – Sections en impédances P (à gauche) et S (à droite) pour les inversions déterministes (en haut) et stochastiques (en bas). L'inversion stochastique est réalisée uniquement sur le réservoir R-Bêta.

Nous disposons également de résultats d'inversions déterministes (basée sur le stack complet) et stochastiques (basée sur les quatre premiers substacks). L'inversion stochastique a été réalisée avec GeoSI. La figure 2.4.12 montre des sections de ces inversions, en impédances P et S, pour les deux types d'inversions. La résolution verticale est bien meilleure sur l'inversion stochastique (notamment au niveau du chenal, marqué par un niveau plus impédant).

2.4.5 Les particularités du champ Bêta

Le signal sismique au niveau du réservoir R-Bêta est de moins bonne qualité qu'ailleurs dans ces données sismiques. Cette diminution du rapport signal/bruit est liée à plusieurs facteurs :

1. les fuites de gaz et les volcans de boues ;
2. une absorption plus forte dans les sédiments qui composent le R-Bêta.

Nous disposons de 5 puits sur ce champ, dont les données sont très bien corrélées aux données sismiques, et très bien représentées par le PEM. Ce champ est donc bien contraint au niveau pétrophysique.

2.5 Le champ Gamma - modèle carbonaté

Le champ Gamma est situé au Moyen Orient, en offshore peu profond. L'épaisseur d'eau sur le champ n'excède pas 70m.

Les données étant confidentielles, seules des généralités sur le champ sont présentées ici, ainsi que quelques particularités des données pertinentes en regard des travaux de ce manuscrit.

2.5.1 Le contexte géologique

Les systèmes pétroliers de la péninsule arabique sont très importants, tant sur le plan de l'extension géographique que sur le plan du potentiel de production d'hydrocarbures. Ils sont qualifiés de "super-gisements".

Géologiquement, le golfe Persique est une énorme plate-forme, un socle cristallin recouvert de sédiments, dont l'épaisseur dépasse 6 km dans le golfe lui-même, et où toutes les ères géologiques sont représentées.

Cinq phases d'évolution tectonique sont associées à la plaque arabique :

1. Une phase précambrienne de compression et d'accrétion continentale qui a conduit à l'assemblage de la plaque arabique.
2. Une phase dévonienne d'extension intracratonique liée à l'ouverture de la Paléo-Téthys.
3. Une phase d'âge permien d'alternances de compressions et d'extensions correspondant à l'orogène hercynien.
4. Une phase mésozoïque d'extension et de rifting continental. Les dépôts sont dominés par une sédimentation carbonatée et évaporitique.
5. La dernière phase, du Mésozoïque Supérieur à l'Actuel, durant laquelle la plaque arabique se retrouve dans un environnement de marge active.

Les sédiments du réservoir du champ Gamma se sont déposés à la fin du Permien et jusqu'au début du Trias (Phase 3 et 4).

Durant le Permien Supérieur, une transgression marine majeure a pris place sur la péninsule arabique. Cette transgression a coïncidé avec l'ouverture de l'océan Néo-Téthys, et le dépôt de carbonates et d'évaporites jusqu'au Trias Moyen. La formation d'intérêt du champ Gamma est composée de sables et argiles déposés au début de la transgression marine dans des chenaux et des vallées incisées.

Les dolomites permienues sont des réservoirs à gaz majeurs. Les anhydrites, argiles et carbonates perméables de la formation supérieure forment la couverture pour les accumulations d'hydrocarbures.

Des sédiments dévoniens s'échappent des fluides hydrothermaux (saumures), qui se diffusent à travers les couches de la formation, à la faveur de failles en décrochement et d'extension. Lorsqu'ils sont bloqués par un niveau imperméable, ces fluides se diffusent latéralement et provoquent une dissolution des calcaires environnants, et une recristallisation en dolomites allochtones (dolomites hydrothermales ou *HTD : HydroThermal Dolomites*), sous forme de drains. Ce phénomène, illustré sur la figure 2.5.1, se caractérise par des formes d'affaissement appelées *collapses*, visibles sur les données sismiques. Au niveau du réservoir, cela se traduit par la transformation de niveaux calcaires en niveaux poreux, très perméables, dont les caractéristiques réservoirs sont meilleures que celles des calcaires précédemment en place.

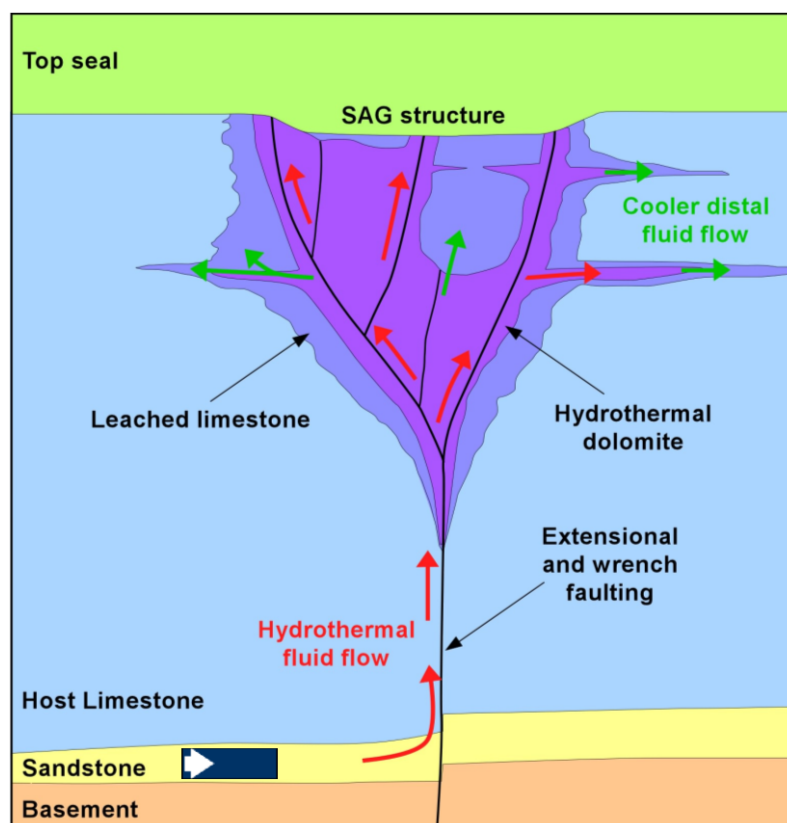


FIG. 2.5.1 – Principes de la dolomitisation hydrothermale dans les niveaux non perméables du réservoir Gamma.

2.5.2 Les particularités du champ Gamma

Les données de puits : Les logs des différents puits du champ montrent que les variations des propriétés pétrophysiques sont très faibles. En effet, d'un puits à un autre les logs d'une propriété donnée montrent de fortes similitudes.

Trois grands faciès peuvent être identifiés sur ces données : anhydrites, calcaires et dolomites.

Les données sismiques : Il s'agit de données sismiques marines acquises en eaux peu profondes (70 mètres maximum). On observe une importante différence de contenu fréquentiel et résolution entre les différents substacks. La sismique proche offset est très bruitée et affectée par des multiples internes, notamment sur l'intervalle juste au-dessus du réservoir d'intérêt. La sismique lointain offset, très basse fréquence, n'a plus les multiples. La sismique intermédiaire est un compromis entre altération par les multiples et qualité du signal.

La qualité moyenne de la calibration puits-sismique (75% au mieux) est un frein pour l'intégration de l'information sismique dans le réservoir. Il faudra donc rester prudent sur les résultats des travaux qui feront intervenir les ondelettes.

PARTIE I

VALIDITÉ DE LA GRILLE RÉSERVOIR

Modélisation sismique à partir de la grille réservoir

3.1 Introduction

Dans le domaine pétrolier, un soin particulier est apporté à la réalisation du modèle géologique tout d'abord, puis à la réalisation du modèle réservoir. Ce dernier est le support principal de l'information puisqu'il est ensuite utilisé comme donnée d'entrée dans des simulateurs sophistiqués, afin de simuler et prédire le comportement du réservoir lors de son exploitation (Enge *et al.* 2007). Ces simulateurs faisant appel à des méthodes numériques très complexes et étant très coûteux tant en mémoire qu'en temps de calcul, une approche essai-erreur sur les propriétés du réservoir est préjudiciable. En effet, les erreurs peuvent provenir des propriétés statiques et/ou des propriétés dynamiques. Pour permettre une meilleure intégration, nous proposons une approche complémentaire : la modélisation sismique comme méthode de validation du modèle réservoir. Ainsi, nous pouvons valider les propriétés statiques en regard de la sismique, et donc diminuer leurs incertitudes. Lors de la phase de simulation dynamique du réservoir, les erreurs seront donc essentiellement provoquées par les incertitudes sur les propriétés dynamiques.

La modélisation sismique est un processus de calcul par lequel un modèle géologique est transformé en un enregistrement sismique synthétique. Si l'on considère l'utilité de la modélisation sismique, seule, sans faire référence à la grille réservoir, les enregistrements synthétiques générés par ce processus ont plusieurs vocations et utilités au cours de l'exploration d'un champ pétrolier et sont souvent générés avant et après l'acquisition des données de sismique de réflexion. Les sismiques synthétiques générés avant acquisition sont typiquement utilisées pour ajuster les paramètres de l'acquisition (géométrie, nombre de sources et de récepteurs, ...), afin d'assurer que l'objectif géologique sera imagé et interprétable sur les données après traitement.

Quand ces volumes synthétiques sont générés après l'acquisition, l'interpréteur cherche généralement à déterminer les caractéristiques des roches et des fluides, qui sont à l'origine des événements observés sur les données sismiques réelles.

La modélisation sismique devient alors une aide à l'interprétation (Breton *et al.* 2007). La différence entre données réelles et synthétiques permet de mettre en évidence les erreurs du modèle réservoir, qu'il faut alors corriger, tout en maintenant la cohérence avec les autres types de données (puits, carottes, ...) qui servent de contraintes au modèle. Toutefois, ces comparaisons sont réalisées avec plus ou moins de pertinence. Pour que le volume synthétique soit aussi proche des données réelles que possible, il faut connaître les structures géologiques, leurs propriétés, mais aussi le signal sismique. Le choix de l'onde-

lette, qui représente la forme du signal à modéliser, est essentiel pour reproduire le contenu fréquentiel et la phase du signal sismique.

Le support du modèle réservoir est une grille irrégulière en espace. On peut simuler directement un volume sismique régulièrement échantillonné à partir d'une grille réservoir, mais cela passe par l'utilisation de méthodes complexes et difficiles à mettre en oeuvre. Pour que la modélisation sismique sur grille réservoir soit facile et rapide à mettre en oeuvre, nous créons un support intermédiaire entre données sismiques et modèle réservoir.

Ce chapitre présente la procédure de modélisation sismique à partir d'un modèle réservoir. Cette modélisation permettra de faire le lien entre les simulateurs réservoir ou les géomodeleurs et la réponse sismique du réservoir.

3.2 Calcul des données sismiques synthétiques

Il existe une multitude de méthodes permettant de créer un volume sismique synthétique à partir de propriétés élastiques. Carcione (Carcione *et al.* 2002) et Krebes (Krebes 2004) font un état de l'art des méthodes existantes en modélisation sismique, dont voici un rapide résumé.

3.2.1 Le modèle convolutionnel 1D

Il s'agit de la méthode la plus ancienne, la plus simple et la plus utilisée dans le domaine de la modélisation sismique. Cette méthode de modélisation est la première réalisée sur une étude, dès que des puits ont été forés et les logs soniques enregistrés. Sa formulation est basée sur la création d'une trace sismique s par la convolution d'une ondelette w (la forme d'onde de la source sismique) et de la réflectivité R (la série de coefficients de réflexion replacés en temps de trajet t).

$$s(t) = R(t) \otimes w(t) \quad (3.1)$$

Ou sous sa forme continue :

$$s(t) = \int_{-\infty}^{\infty} w(\tau) * R(t - \tau) d\tau \quad (3.2)$$

Si $w(t)$ et $R(t)$ sont des fonctions discrétisées, on aura :

$$s(k) = \sum_{n=0}^{n+k} w(k) * R(k - n) \quad (3.3)$$

La trace sismique est le résultat de la convolution de la forme d'onde de la source avec la réponse impulsive de la Terre. Cette réponse impulsive contient certes la réflectivité, mais aussi les multiples, les ondes converties et les effets d'atténuation, entre autres. La modélisation par convolution simule donc des données sismiques idéalement traitées. La propagation des ondes sismiques n'y est pas simulée, ni ses effets sur le sismogramme enregistré, puisque cette approche est basée sur l'hypothèse que l'onde est plane. La génération de sismogrammes synthétiques par modèle convolutionnel est donc incomplète du point de vue physique mais est très utile dans de nombreux contextes.

Par exemple, On l'utilise si nous voulons construire un sismogramme à comparer à des images sismiques finales. Dans ce cas, nous avons supprimés les multiples et corrigés l'atténuation. Une autre application utile, est de considérer que le modèle convolutif s'applique

dans une petite fenêtre de temps, où l'on entend par ondelette la source après sa modification par l'atténuation et les multiples au-dessus de la fenêtre.

La qualité du sismogramme synthétique en regard de la trace sismique correspondante dépend entre autres de la qualité des logs (qu'ils proviennent des puits ou de modèles), du traitement des données sismiques et de la capacité à extraire une ondelette sismique représentative de la donnée sismique. L'ondelette source n'est généralement pas connue, mais estimée à partir des données par des techniques de calibration (Ziolkowski *et al.* 1998, Linari 2004). Quant aux réflectivités, elles seront calculées à partir des logs de vitesse, en utilisant les relations pour les réflectivités à incidence nulle (voir équation 2.2), et l'approximation de Aki and Richards 1980 pour les incidences non nulles (voir équation 2.6).

3.2.2 Le tracé de rayons

Au passage des ondes sismiques, les particules du sous-sol se mettent en mouvement. La surface sur laquelle les déplacements sont en phase à un instant donné est par définition le front d'onde ; les normales aux fronts d'ondes en milieu isotrope sont les rayons sismiques ou rais. La théorie des rais (Cerveny 2001) permet de calculer l'énergie de l'onde suivant la trajectoire des rais plutôt que celle des fronts d'ondes.

Dans la modélisation par tracé de rayons (Virieux and Farra 1991), on fait une approximation haute fréquence de la solution exacte de l'équation d'onde. Cette approximation repose sur plusieurs hypothèses :

- Le champ de vitesse du réservoir varie à plus basse fréquence que l'onde sismique (sa longueur d'onde est plus grande que celle de l'onde).
- L'onde est supposée plane.
- La direction de propagation suit la loi de Snell-Descartes.

Ces simplifications font du tracé de rayons un bon candidat pour simuler rapidement un volume sismique synthétique à partir d'un modèle "basse fréquence". Ces méthodes sont très utilisées pour l'interprétation structurale mais peu indiquées pour faire de la caractérisation réservoir.

3.2.3 Modélisation numérique de l'équation des ondes

Différentes méthodes numériques ont été développées pour résoudre l'équation des ondes dans des milieux complexes et avec des conditions aux limites sophistiquées. Parmi les premières méthodes, Virieux 1986 utilisent la méthode des différences finies, qui compte de nombreuses variantes. La propagation de la forme d'onde est identifiée dès son point de départ comme une onde complète, et le modèle géologique est caractérisé par sa densité et sa compressibilité (dans le cas acoustique), ou par son module de cisaillement (cas élastique). Les ondes se propagent ensuite très naturellement en réponse aux lois de la physique (l'équation des ondes).

Ces méthodes présentent l'avantage de calculer les amplitudes et la forme des impulsions sismiques. Par contre, le coût en temps de calcul est relativement élevé et la mise en oeuvre est très lourde.

Avantages :

- Ces méthodes sont capables de gérer des modèles très complexes.

Inconvénients :

- Une certaine quantité de dispersion numérique est inhérente aux processus, ce qui entraîne des distorsions des formes d'ondes.

- Les bords du modèle sont traités comme des frontières physiques, ce qui provoque des artefacts.

Ces inconvénients peuvent être résolus par la mise en place de schémas numériques adaptés. En revanche, ce type de modélisation génère des données sismiques brutes, auxquelles il nous faut appliquer toutes les étapes du traitement. Ces méthodes ne sont pas applicables à notre démarche. Puisqu'il s'agit de faire de la modélisation sismique à partir d'un modèle réservoir 3D dans le but de valider ce dernier, il nous faut considérer des méthodes rapides et simples à mettre en oeuvre.

C'est pourquoi nous ne considérerons à partir de maintenant que la méthode de la convolution multi-1D pour créer un volume synthétique tridimensionnel. Cette méthode de modélisation ne prend pas en compte les multiples et les artefacts de traitement. On simule donc une sismique dans un monde "parfait".

3.3 Transformation en grille régulière

La grille réservoir (appelée aussi grille stratigraphique) est un objet maillé tridimensionnel. La forme de cette grille est cohérente avec la structure géologique d'un champ, c'est-à-dire que les couches de la grille respectent les horizons, les failles et la stratigraphie, identifiés sur les données sismiques. L'échantillonnage spatial de la grille est donc irrégulier, pour suivre au mieux la géologie, et les dimensions de cellules avoisinantes peuvent varier de manière importante.

Comme mentionnée en 1.2.1.2, la grille réservoir est basée sur le maillage structuré irrégulier (voir figure 3.3.1). Dans la classification des maillages donnée par Souche 2005 et Moyen 2005, "irrégulier" signifie que les noeuds de la grille ne sont pas positionnés de manière prévisible dans l'espace, contrairement à un maillage régulier pour lequel il suffit des coordonnées à l'origine et d'une fonction mathématique pour passer d'un noeud à un autre. Les coordonnées de chaque noeud devront donc être stockées de manière explicite. Généralement, sur la grille réservoir, cet aspect est particulièrement visible par l'hétérogénéité de la taille des cellules (voir figure 3.3.1). "Structuré" signifie que les connexions entre chaque noeud sont prévisibles. De cette manière, un noeud ayant les coordonnées (u, v, w) aura pour voisins les noeuds :

$$\begin{cases} (u-1, v, w), \\ (u+1, v, w), \\ (u, v-1, w), \\ (u, v+1, w), \\ (u, v, w-1), \\ (u, v, w+1) \end{cases} \quad (3.4)$$

Ces maillages sont particulièrement adaptés en modélisation géologique. Cependant, comme nous cherchons à créer un volume sismique synthétique comparable aux données réelles, il est évident que la grille réservoir n'est pas un support adéquat en regard des méthodes de modélisation sismique choisies. Il est donc nécessaire de passer par un support intermédiaire, dont le maillage permettra de simuler des amplitudes sismiques pour chaque échantillon du cube sismique original.

De tels maillages, définis "réguliers structurés", sont appelés *voxets* (contraction de *voxel set*) ou plus simplement grilles cartésiennes. Un voxet est un objet tridimensionnel, régulièrement échantillonné dans toutes les directions de l'espace, et fréquemment utilisé en traitement sismique (Cognot *et al.* 1994). Dans le cas d'un volume sismique, le voxet est défini par des distances entre chaque noeud correspondant au bin sismique suivant les axes

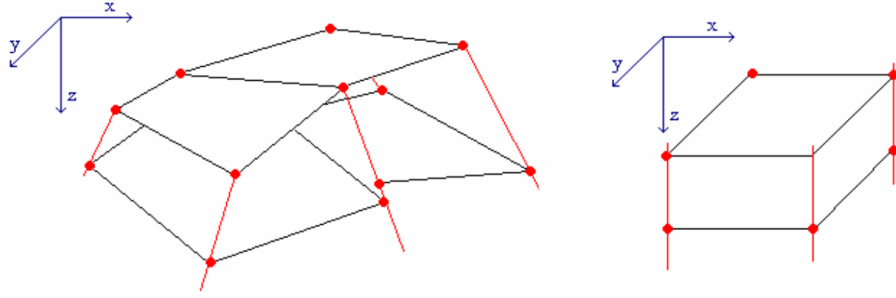


FIG. 3.3.1 – Cellules des maillages "CPG" (irrégulier structuré) et cartésiens (régulier structuré).

horizontaux et au pas de temps d'enregistrement dt de la sismique, suivant l'axe vertical. Les propriétés de la grille réservoir doivent être transférées dans ce nouveau support pour simuler un volume sismique synthétique. Ce transfert introduit un changement d'échelle des propriétés entre la grille réservoir et le voxel. En effet, considérant les dimensions usuelles d'une cellule de la grille réservoir face à celles d'une cellule du voxel, nous voyons qu'une propriété donnée sera sous-échantillonnée suivant l'axe vertical et sur-échantillonnée suivant les axes horizontaux. Ce dernier point ne pose pas de problème particulier. Le sur-échantillonnage latéral assure le respect de la structure de la grille. Le sous-échantillonnage en revanche, provoque la décimation de l'hétérogénéité verticale d'une propriété réservoir vers une expression discrétisée tous les dt , ce qui n'est pas une tâche triviale.

Pour éviter d'avoir à gérer cela, nous utiliserons un "voxet déformé". Globalement, ce voxel déformé peut être perçu comme un ensemble de puits virtuels à chaque point du quadrillage défini en x, y . Verticalement, l'échantillonnage est basé sur l'intersection de chaque pseudo-puits avec la grille réservoir, c'est-à-dire que pour chaque couche du modèle, les valeurs des propriétés et l'épaisseur des couches seront respectées (voir les figures 3.3.2 et 3.3.3). Ainsi, la complexité structurale du réservoir est préservée, tout en évitant le changement d'échelle suivant l'axe vertical. Le produit de convolution prendra en charge le changement d'échelle verticale. Dans la suite du manuscrit, nous ferons référence au voxel déformé sous le nom de voxel.

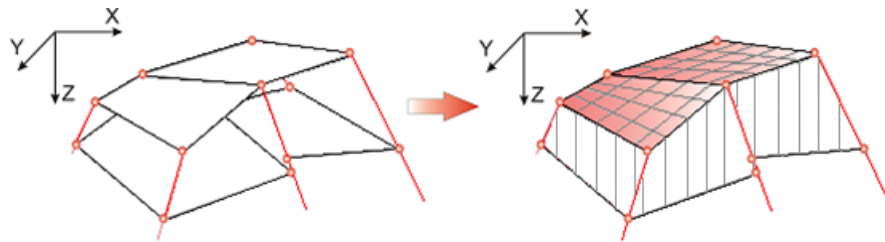


FIG. 3.3.2 – Transformation d'une cellule réservoir en une série de voxels (cellules du voxel).

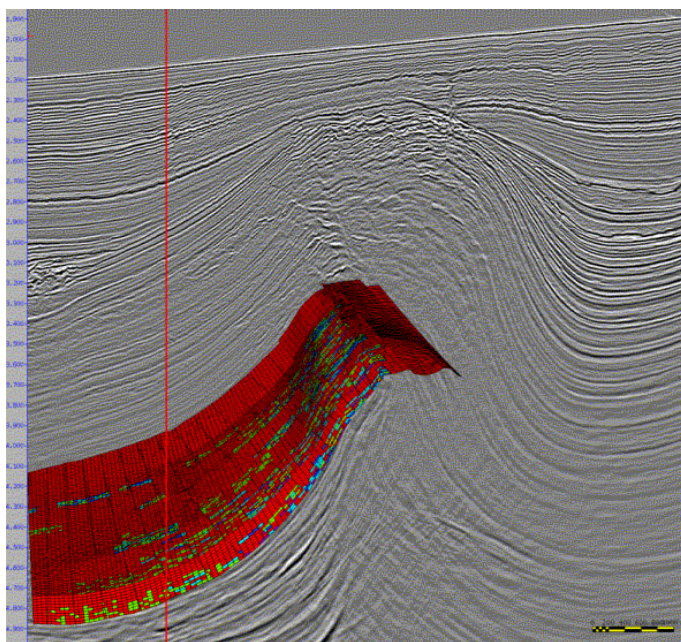


FIG. 3.3.3 – L’intersection de la grille réservoir (exemple du champ Alpha) avec un pseudo puits (en rouge) permet de récupérer les propriétés du réservoir sans changement d’échelle.

3.4 Evaluation des modélisations sur le champ Alpha

La validation de la modélisation à partir d’une grille réservoir est illustrée ci-après avec les données du champ Alpha.

3.4.1 Effets du changement de support Sismique-Réservoir-Voxet

La figure 3.4.1 montre les résultats de l’inversion stochastique du champ Alpha, décrite dans le chapitre 2, sous trois supports différents : la grille sismique (sur la figure à gauche), après upscaling (moyenne arithmétique) dans la grille réservoir (au milieu) et après transformation dans le voxet (à droite).

L’upscaling de l’échelle sismique à l’échelle réservoir provoque une perte d’information. La présence d’artefacts semble être limitée au toit et à la base du réservoir (les zones rouges sur la figure centrale 3.4.1). La transformation de la grille réservoir au voxet n’induit pas de perte d’information. On voit juste un effet de pixellisation très fin.

La figure 3.4.2 montre le nombre d’échantillons sismiques moyennés par cellule du réservoir, et l’écart-type de ces échantillons, sous la forme d’un pourcentage de variation par rapport à la moyenne. Le fait que l’écart-type des échantillons dans le modèle réservoir reste faible, suggère que le changement d’échelle a été réalisé de manière satisfaisante.

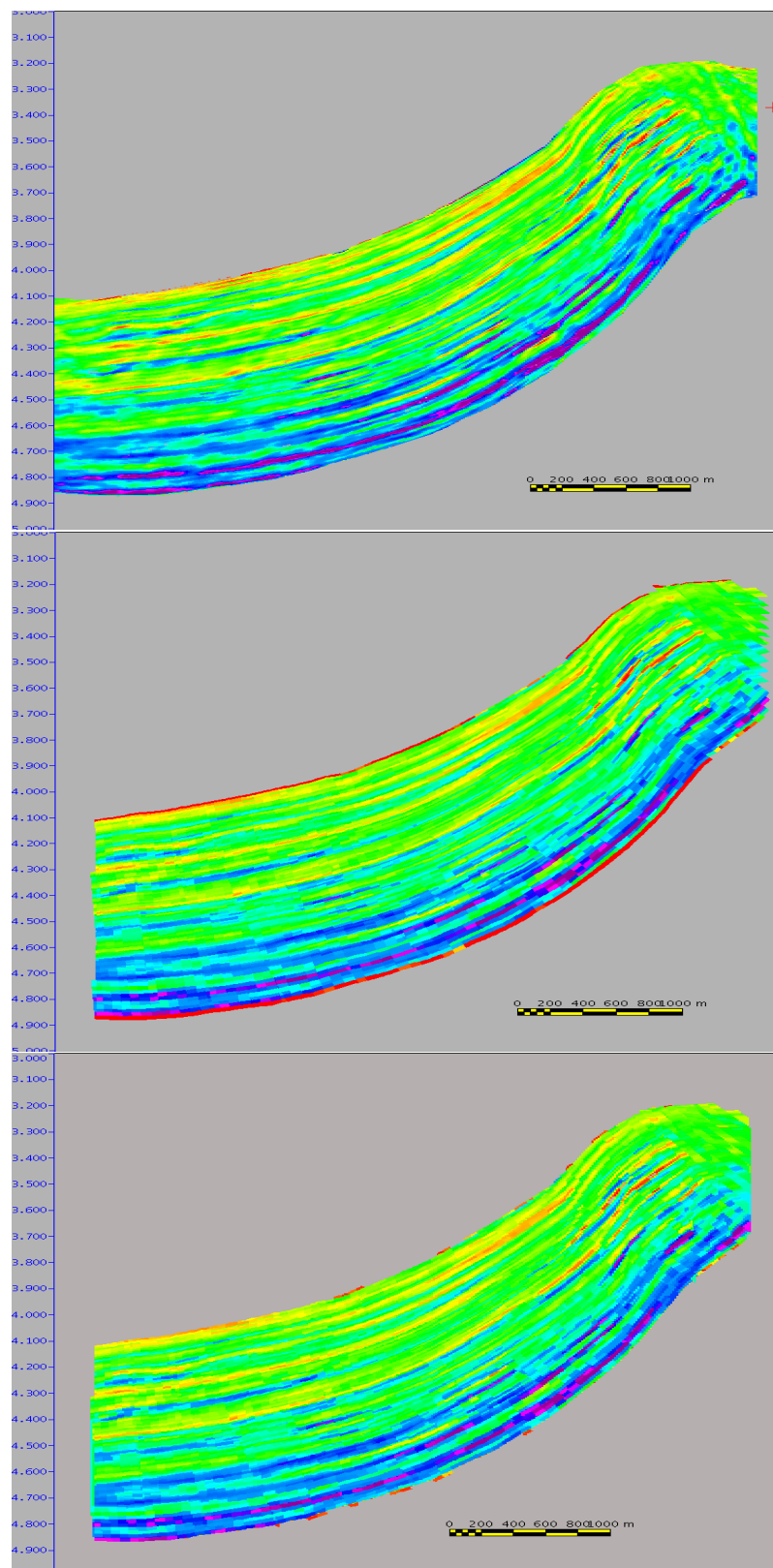


FIG. 3.4.1 – Effet du changement d'échelle entre les différents supports d'information sur le champ Alpha. En haut, impédances P à l'échelle sismique ; au centre, les mêmes impédances P portées dans la grille réservoir ; en bas, les impédances portées de la grille vers le voxel.

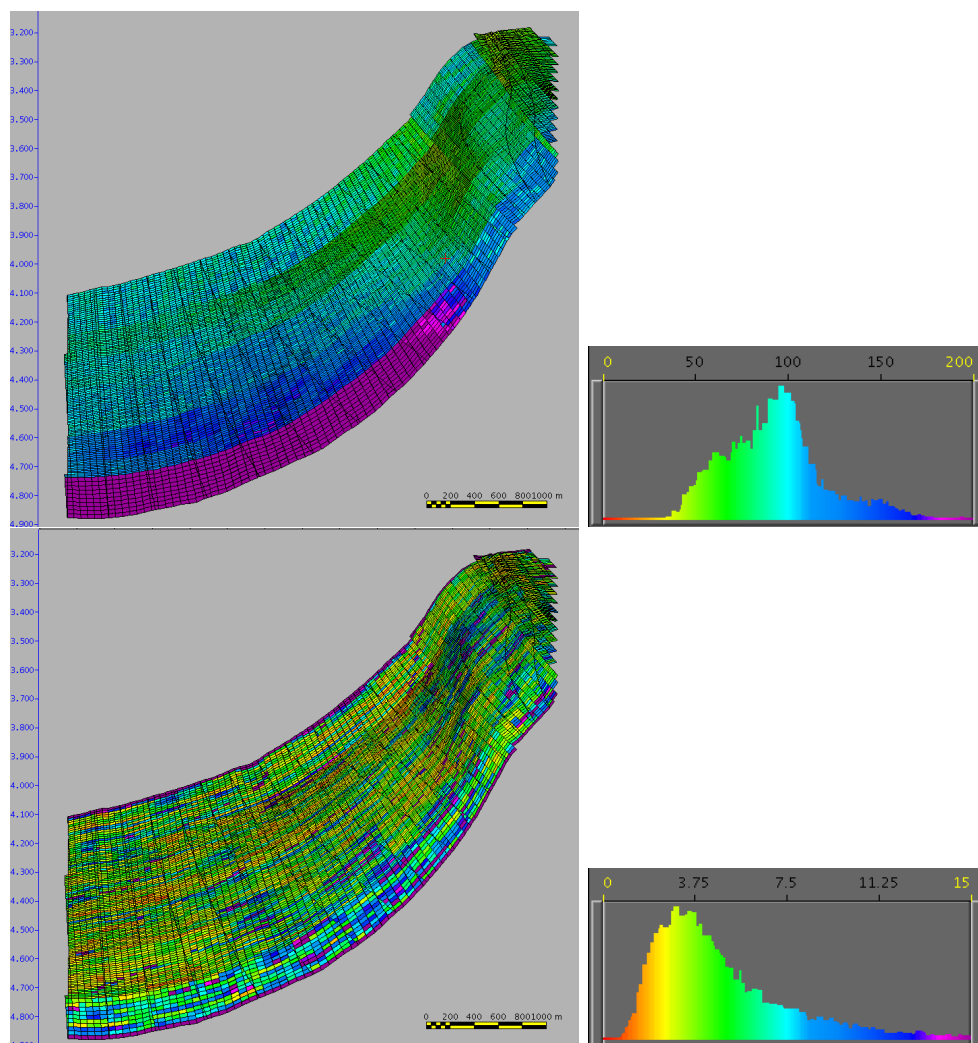


FIG. 3.4.2 – Statistiques du changement d'échelle entre les différents supports d'information sur le champ Alpha. En haut, nombre d'échantillons moyennés par cellule du réservoir ; la zone bleue correspond à des cellules de plus grande taille ; en bas, écart-type des échantillons, en pourcentage.

On ne peut pas effectuer de modélisation sismique directement sur la grille réservoir. Nous comparons les sismiques synthétiques à l'échelle sismique et à celle du voxel.

3.4.2 Sismogrammes synthétiques 1D

Cette comparaison est d'abord faite sur une trace, au niveau du puits. Les impédances à l'échelle sismique et à l'échelle réservoir sont transformées en coefficients de réflexion, puis convoluées avec une ondelette. Elles sont montrées sur la figure 3.4.3.

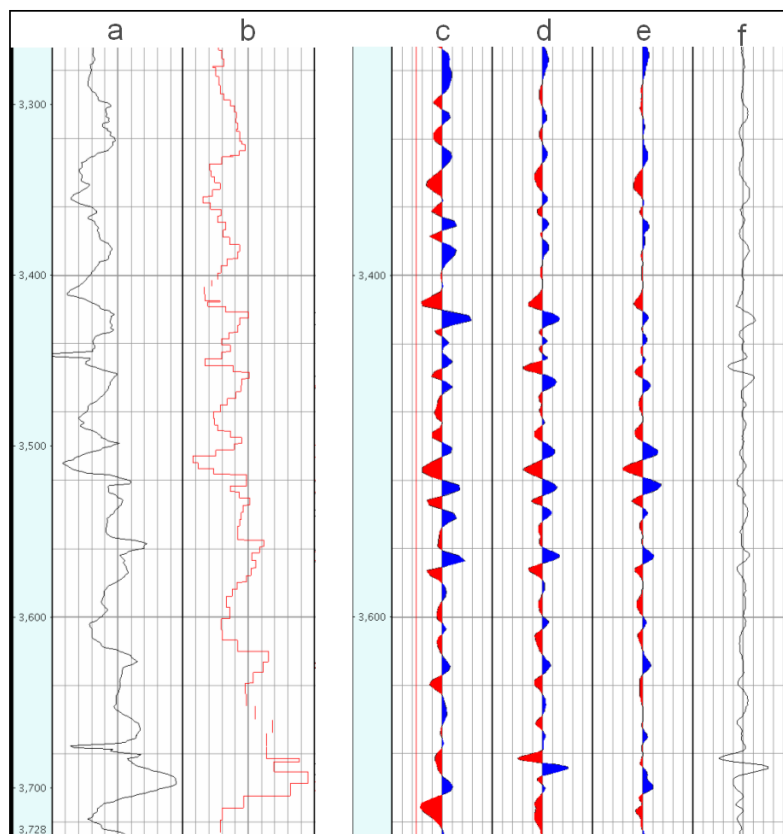


FIG. 3.4.3 – Effet du changement d'échelle sur une trace sismique. (a) l'impédance P de l'inversion stochastique à l'échelle sismique, (b) l'impédance P dans le voxel, (c) trace sismique réelle, (d) synthétique obtenu à partir de a , (e) synthétique du voxel obtenu à partir de b et (f) différence entre les deux synthétiques.

La restitution de l'impédance à l'échelle du voxel est satisfaisante, sauf dans la zone en base de réservoir où les cellules sont de trop grande taille pour restituer la finesse du modèle. Les forts contrastes d'impédance disparaissent pendant le changement d'échelle. Les sismiques synthétiques montrent également des différences notables dans cette zone. La disparition des forts contrastes d'impédance provoque une diminution de l'amplitude de certains événements, comme dans la zone en base du réservoir. Dès que l'on a des variations spatiales rapides, on observe des résidus plus importants entre les deux synthétiques.

L'analyse illustrée ici sur le modèle disponible pour le champ Alpha permet de mettre en évidence les zones où l'évaluation des propriétés du réservoir sera imprécise, voire erronée. On peut voir l'influence du changement d'échelle sur les propriétés, comme sur les synthétiques.

3.4.3 Modélisation sismique à partir d'une grille réservoir

La discussion présentée dans la section précédente sur une trace sismique peut être étendue à l'ensemble des traces d'un volume. La figure 3.4.4 montre les sections sismiques sous les deux supports considérés (sismique et voxel).

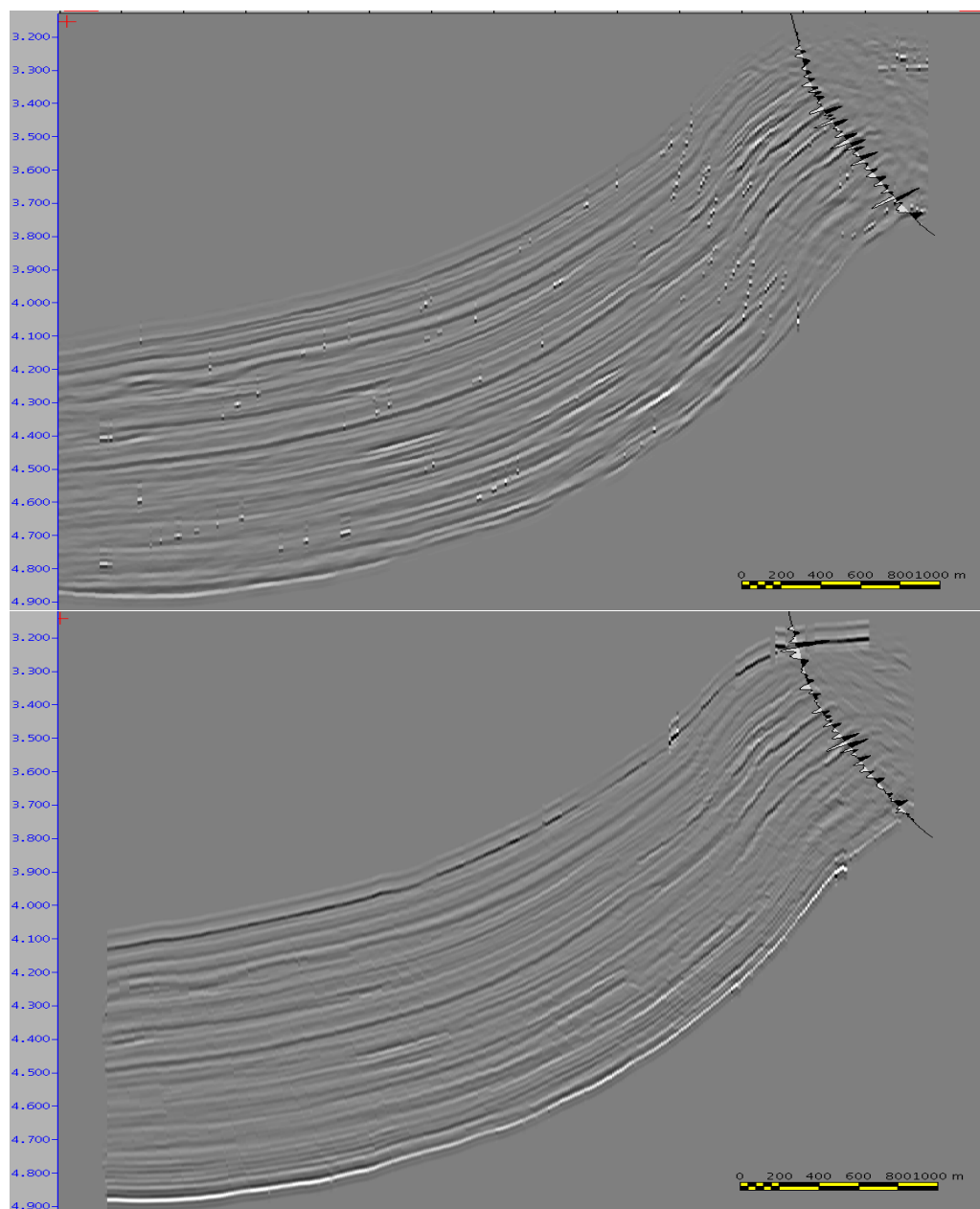


FIG. 3.4.4 – Effet du changement d'échelle sur les sections sismiques. En haut, la section issue de la modélisation sur le volume à l'échelle sismique (quelques cellules vides dans le volume d'impédance sismique apparaissent comme des points sur l'image sismique) ; en bas, la section issue de la modélisation sur le volume à l'échelle réservoir. Toutes ces modélisations sont réalisées par convolution 1D sur chacune des traces du volume 3D. Les traces synthétiques de la figure 3.4.3 ont été replacées sur la figure.

La comparaison qualitative montre que les résultats sont tout à fait acceptables. Les sections de la figure 3.4.4 sont assez similaires. Les principaux réflecteurs sont observés sur les synthétiques.

Cependant, dans la modélisation dans la grille réservoir, nous n'avons pas d'information sur les épontes, c'est-à-dire sur les intervalles au dessus et en dessous de la grille. Nous avons donc un contraste très important sur les synthétiques, pour le premier et le dernier

réflecteurs.

En raison de la grande taille des cellules de la grille réservoir, nous pouvons observer un effet de pixellisation sur la section synthétique produite, ce qui peut rendre la comparaison difficile. Cela est dû aux cellules de la grille réservoir, qui restent visibles dans le processus de modélisation.

3.5 Lissage des propriétés du voxel

La sismique synthétique générée par cette approche est plus ou moins pixellisée en fonction de la taille des cellules du réservoir.

Si l'on regarde les modélisations à partir des propriétés de la grille réservoir (générées par le modèle pétroélastique) du champ Alpha, on voit que les résultats sont très pixellisés. Ceci est particulièrement visible sur le résultat de la modélisation sur l'image du haut de la figure 3.5.2, qui ressemble peu à de la sismique. Les cellules du réservoir sont trop larges et cela provoque une perte de continuité importante au sein d'une couche donnée. La comparaison visuelle de la sismique synthétique avec la sismique réelle devient impossible.

Si l'on considère les modélisations à partir des propriétés de la grille réservoir (générées par le PEM) du champ Bêta, on obtient le même résultat, très pixellisé et très chaotique (voir figure du haut 3.5.3), alors que le PEM permet de bien reconstituer les propriétés pétrophysiques.

Un moyen simple de limiter ce problème est de filtrer latéralement les propriétés de la grille réservoir, après transfert dans le voxel, de manière à retrouver une certaine continuité latérale. Le cas de la continuité verticale n'est pas abordé car l'opérateur de convolution utilisé pour la modélisation se charge naturellement de filtrer les propriétés. L'utilisation d'un filtre est justifiée par le fait que la convolution 1D prend en compte uniquement les propriétés le long de chaque pseudo-puits. L'application d'un filtre permet de simuler les effets de résolution 2D/3D, comme la zone de Fresnel, et d'obtenir des images sismiques similaires à des sections pré stack migrées (Lecomte and Pochon-Guerin 2005). Le filtre doit être appliqué de manière cohérente à la géologie (aux couches du modèle réservoir) pour éviter la dégradation des contrastes.

Le principe de ce filtrage latéral est basé sur un simple filtre moyen.

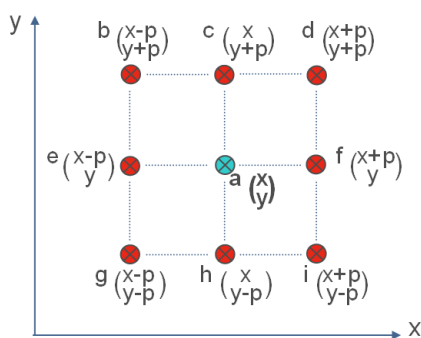


FIG. 3.5.1 – Application d'un filtre moyen sur un point donné et ses p traces de part et d'autre, en x et y .

Lors de la création du voxel, on crée une propriété qui conserve la position et l'index des couches de la grille réservoir. Le filtre est ensuite appliqué couche après couche. Pour un filtre de dimension p , en un point donné $a(x, y)$, on calcule la moyenne des points de p traces de part et d'autre de a , tel que illustré sur le schéma 3.5.1.

En appliquant ce filtre sur les impédances dans les grilles réservoir des champs Alpha et Bêta, on obtient l'image du bas des figures 3.5.2 et 3.5.3, qui ont plus l'apparence d'une image sismique, et permettent de faire une comparaison de meilleure qualité avec les données réelles.

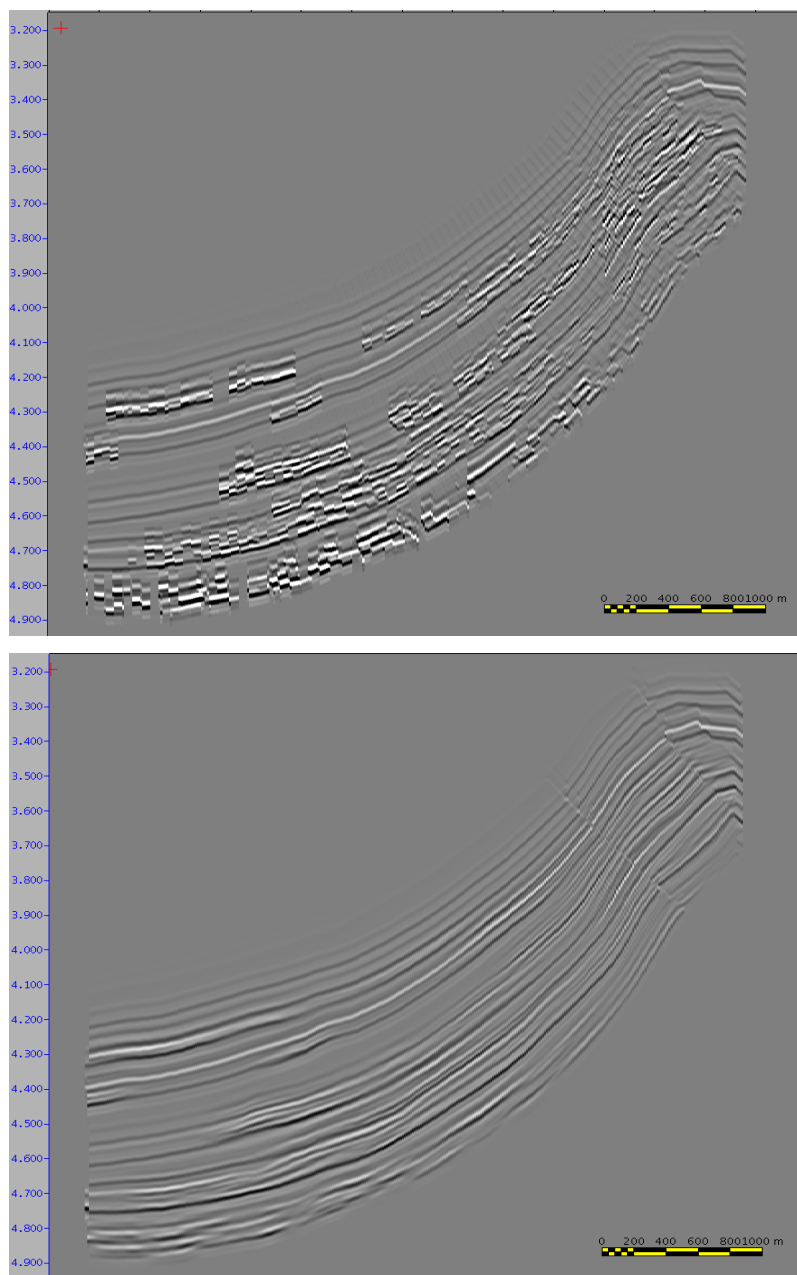


FIG. 3.5.2 – Application d'un filtre moyen sur la section sismique issue des propriétés du PEM du champ Alpha. En haut, la section brute ; en bas, la section filtrée.

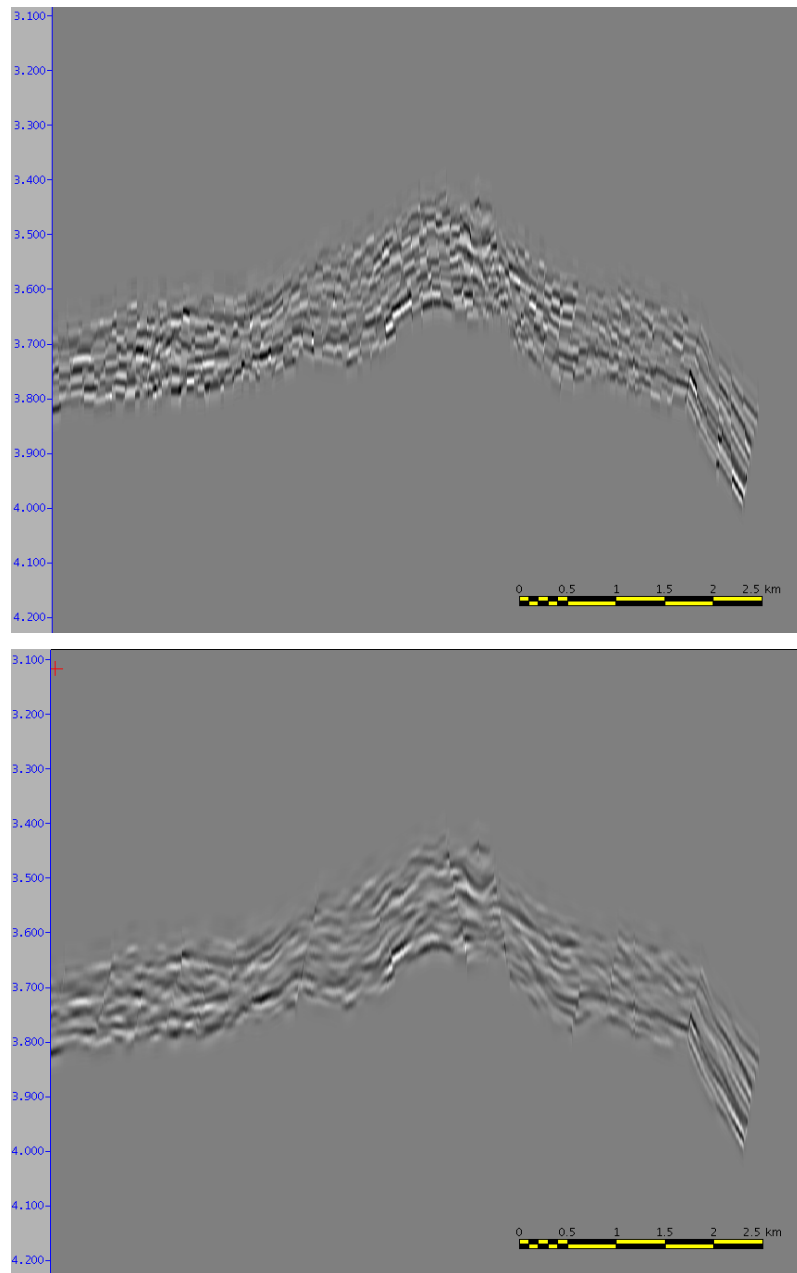


FIG. 3.5.3 – Application d'un filtre moyen sur la section sismique issue des propriétés du PEM du champ Bêta. En haut, la section brute ; en bas, la section filtrée.

3.6 Comparaison des sismiques réelles et synthétiques

La comparaison des données sismiques réelles et synthétiques reste un point délicat. En effet, cette comparaison reste essentiellement qualitative, car rien ne nous permet d'identifier quelle propriété réservoir doit être corrigée et en quelle proportion. Nous pouvons seulement faire des hypothèses basées sur les différences observées entre les sismiques.

Une approche pour réaliser cette comparaison de manière plus quantitative serait d'utiliser les réseaux de neurones comme outil pour classer les traces sismiques synthétiques et

réelles. Nous utilisons pour cela les réseaux de neurones dits "cartes de Kohonen" qui sont expliqués dans le chapitre 6.

Les cartes de Kohonen sont un type de réseaux de neurones non supervisé qui vont nous permettre de réaliser une classification sans supervision des amplitudes sismiques. L'apprentissage est réalisé sur les données synthétiques, et les neurones résultants sont appliqués aux données réelles.

La figure 3.6.1 nous montre la comparaison de la répartition des classes du réseau de neurones pour les données réelles et les données synthétiques issues des résultats d'inversion portés dans la grille réservoir. Cette figure permet de valider cette approche : la répartition des classes est quasi-identique. La seule différence visible provient du changement d'échelle entre les deux volumes sismiques.

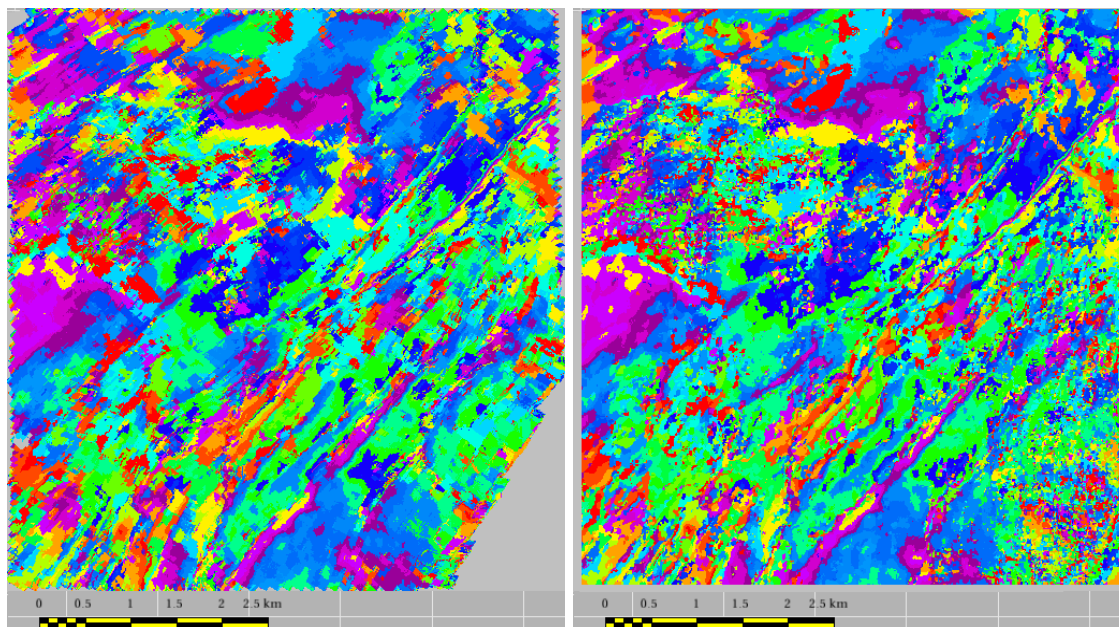


FIG. 3.6.1 – Comparaison des données sismiques synthétiques et réelles du champ Bêta, basée sur les cartes de Kohonen, avec 20 neurones. A gauche, la classification des données synthétiques issues des résultats d'inversion portés dans la grille réservoir ; à droite, la classification des données réelles.

La figure 3.6.2 montre l'application de cette approche sur les données synthétiques issues des propriétés pétrophysiques obtenues avec le PEM : l'image du bas montre les zones où un neurone se trouve au même endroit sur les sismiques réelles et synthétiques, donc les zones où les traces synthétiques sont bien corrélées avec les traces sismiques. La couleur foncée montre la concordance des classes entre les deux volumes de données. L'image étant principalement claire, on voit que les données synthétiques générées par le PEM ne correspondent pas aux données réelles. Dans ces zones, les propriétés du réservoir doivent donc être modifiées.

Cette approche permet de vérifier si la sismique synthétique est proche des données réelles ou pas, sur une carte 2D qui identifie les zones cohérentes. La seule difficulté est de trouver un moyen de tirer avantage de ces cartes.

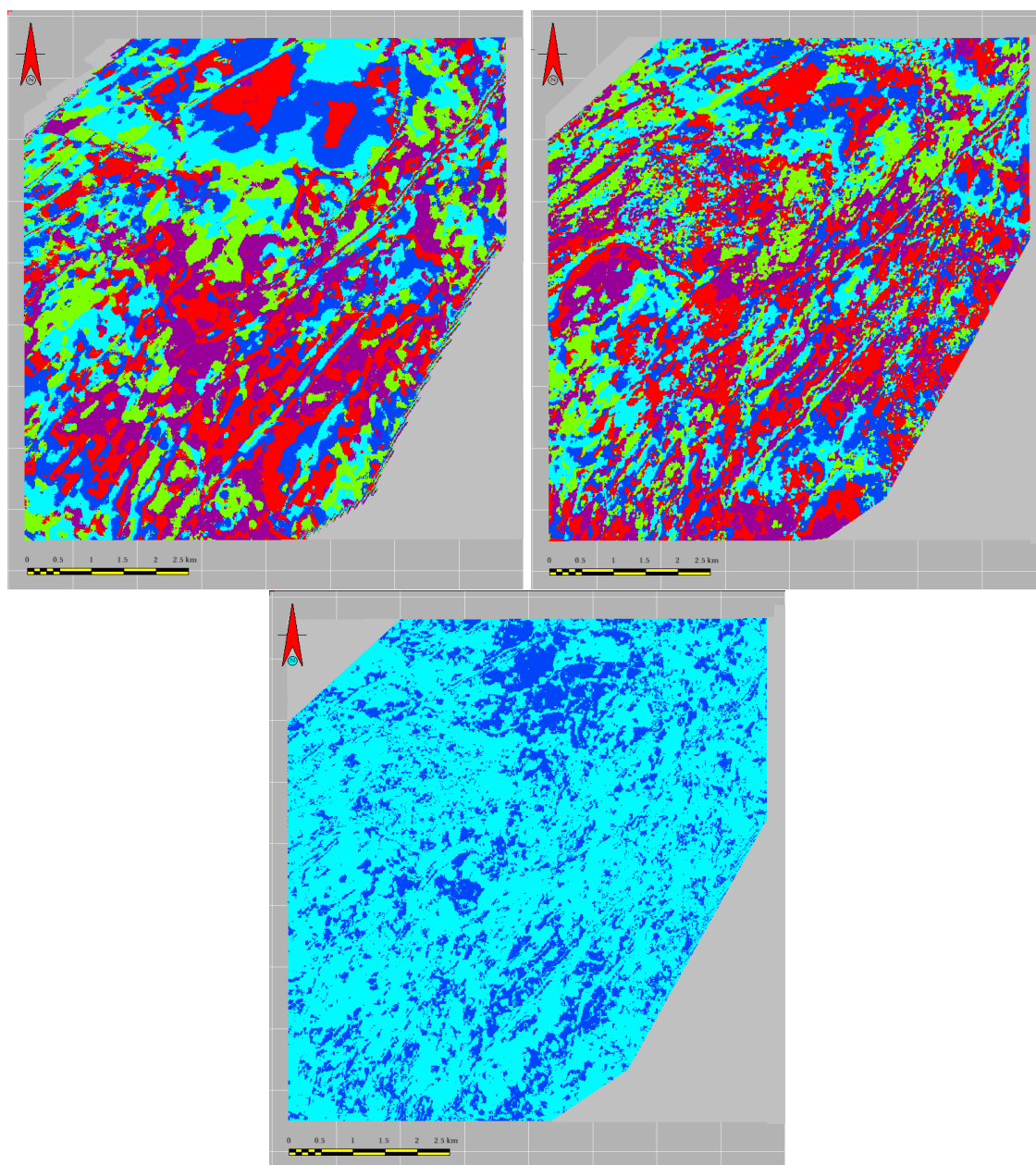


FIG. 3.6.2 – Comparaison des données sismiques synthétiques et réelles, basée sur les cartes de Kohonen, avec 20 neurones. À gauche, la classification des données synthétiques issues du PEM ; à droite, la classification des données réelles ; en bas, la concordance des classes : bleu foncé si la classe est la même sur les deux volumes, bleu clair sinon.

3.7 Conclusions et perspectives

Toutes les sismiques synthétiques calculées dans cette thèse sont réalisées avec un modèle convolutionnel 1D appliqué à chacune des traces sismiques du volume 3D de propriétés considérées.

La taille des cellules du modèle réservoir est un compromis entre temps de calcul pour les simulateurs de fluides et dimensions des hétérogénéités à intégrer dans le modèle. Les pertes d'informations liées au changement d'échelle, lors du passage de la sismique au réservoir, peuvent être analysées à partir de statistiques sur les échantillons portés dans les cellules du réservoir. Ceci permet d'avoir un regard critique sur la pertinence de la grille disponible pour la caractérisation du réservoir considéré. Quand il s'agit de retrouver le remplissage de la grille réservoir à partir des données sismiques, cette évaluation n'est possible qu'en comparant les données sismiques synthétiques et réelles, ce qui n'est pas une tâche triviale. L'utilisation des réseaux de neurones de type Kohonen pour faire cette comparaison est une approche intéressante car semi-automatique, mais qui n'exprime la différence des traces que sur une carte 2D.

En général, la réponse sismique de propriétés pétrophysiques n'est testée qu'au niveau des puits. Cette approche de modélisation sismique sur grille réservoir permet d'effectuer ce test sur l'ensemble du volume sismique, et rend possible la comparaison avec les données réelles. La modélisation sismique à partir d'une grille réservoir est donc une étape essentielle pour la validation de scénarii pétrophysiques et du remplissage en regard des données sismiques. Le plus grand bénéfice de cette approche réside dans la possibilité de visualiser la qualité de scénarii structuraux et de remplissage.

L'impact des incertitudes structurales

Les études en caractérisation réservoir utilisent les données disponibles pour construire un modèle réservoir et déterminer les propriétés qui le caractérisent. Le modèle utilisé correspond à la vision la plus probable du réservoir, alors qu'il est possible de construire plusieurs modèles réservoirs à partir des mêmes données. La gestion des incertitudes apparaît à chaque étape de la vie du réservoir. En caractérisation réservoir, ces incertitudes englobent les paramètres géométriques (taille du réservoir, emplacement des horizons, des failles, etc.) et les paramètres pétrophysiques (perméabilité, porosités, etc.). Mais le plus souvent, les incertitudes que l'on regarde en caractérisation réservoir ne correspondent qu'aux incertitudes sur les propriétés.

Nous cherchons à remplir la grille réservoir de propriétés pétrophysiques dans le but de simuler son comportement pendant sa production. Mais sans la prise en compte des incertitudes liées aux paramètres géométriques, ou incertitudes structurales, nous ignorons si les résultats des diverses études sont correctement positionnés dans l'espace.

Les incertitudes structurales sont les sources d'erreurs les plus difficiles à évaluer lors de la construction de la grille réservoir. Pour illustrer l'effet de ces incertitudes, nous décrivons ici la cas de la grille réservoir du champ Alpha, qui montre un décalage entre les horizons pointés sur la sismique et les horizons correspondant de la grille réservoir. Un simple report en temps ne suffit pas à corriger ces différences. Dans le cas présent, les différences observées sont dues à une confusion dans le modèle de vitesse à utiliser. Il résulte de ces différences que l'interprétation géologique portée dans la grille montre un chenal près de 20ms au dessus de sa position réelle.

Dans le cas du champ Alpha, l'interprétation géologique était déjà connue, ce qui a permis d'identifier le problème rapidement. Mais que se passe-t-il lorsque l'on commence les travaux de caractérisation réservoir, et que l'interprétation n'est pas encore finalisée ? Comment ces incertitudes vont-elles affecter notre vision du réservoir ?

Les incertitudes structurales doivent être prises en compte dans toutes études de caractérisation réservoir. Elles doivent au moins être évaluées avant de choisir un unique modèle de réservoir. Pour montrer l'effet que peuvent avoir ces incertitudes sur le remplissage du réservoir, nous proposons d'utiliser le champ Alpha pour réaliser une étude de la répartition des faciès dans la grille réservoir par classification des attributs sismiques, à laquelle nous ajoutons une étape de réalisation stochastique de la géométrie du modèle réservoir.

4.1 Introduction

Reservoir characterization studies use all available data to build a reservoir model and determine its properties. The model used is the more probable vision of the reservoir, even though it is possible to build several reservoirs models from these data. Uncertainty management appears at each stage of the life of the reservoir. In reservoir characterization, these uncertainties include geometric parameters (size of reservoir, location of horizons, faults, etc.) and petrophysical parameters (permeability, porosity, etc.). But in most cases, the uncertainties that we use in reservoir characterization reflect only the petrophysical properties.

We want to infill the reservoir grid with petrophysical properties in order to simulate its dynamic behaviour during the production. But if we do not take into account the uncertainties associated to geometric parameters (or structural uncertainties), we do not know if the results of various studies are properly positioned in space.

One question we need to ask is : How will these uncertainties affect our view of the reservoir ?

In the case of the Alpha field presented hereafter, the geological interpretation is already known. We therefore propose to use the Alpha field to study the impact of uncertainties on the structural interpretation of the reservoir (Neau *et al.* 2007). The differences of position observed on this dataset will be used to calibrate the uncertainties for this process.

In the example of Alpha fields, the uncertainties are related to the velocity model for the time/depth conversion. Other types of uncertainty can lead to misinterpretation (Thore *et al.* 2002). The most important ones, in addition to uncertainties related to the time/depth conversion, are as follows :

- Uncertainties related to seismic picking :
The character of a seismic reflector can vary laterally, induced by changes in static or dynamic properties, by variations in facies or types of fluids, or by the presence of multiples.
- Uncertainties related to fault zones :
A reflector can be degraded by the presence of a shadow zone, or may be lost in a grinding zone.

All these uncertainties are the most difficult sources of errors to assess during the construction of the reservoir grid. To take into account these uncertainties, we propose a typical study of facies repartition in the reservoir grid by classification of seismic attributes, to which we add a step of stochastic simulation of reservoir models (see workflow 4.1.1).

4.2 Multiple reservoir grid realizations

Building a reservoir grid must go through an interpretation phase of all available data. The elementary framework of a reservoir model consists in a set of horizons, faults and well markers. Horizons and faults are interpreted on the seismic data, and both are closely related. Thus, the generation of multiple models should be done by maintaining the relationships horizons/faults/markers. Each one of these objects brings its own uncertainties that we need to quantify before integrating them in the simulation of multiple models. Thore *et al.* 2002 makes a complete review of the uncertainties having an effect on reservoir models, and explains how to quantify them. Once known, those uncertainties, symbolized by 3D vectors, are applied at each horizon (and fault) node. With these vectors and the base case interpretation, we want to create several models, that is to say, to generate

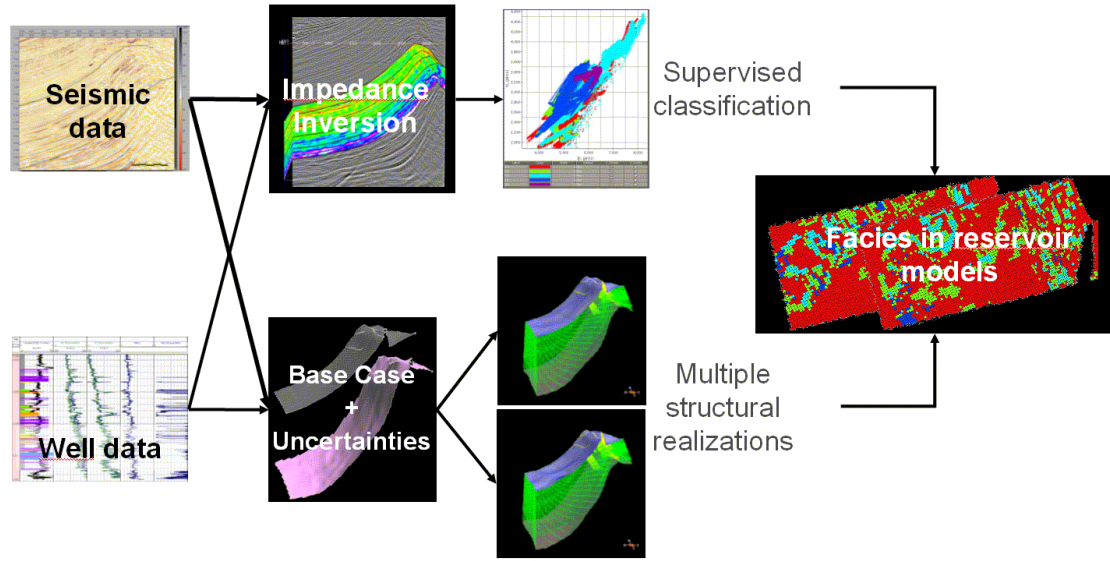


FIG. 4.1.1 – Workflow to evaluate the structural uncertainty effect on reservoir characterization. Seismic and well data are used to create a base case model. Multiple structural realizations are simulated using interpretation uncertainties. The rest of the study consists in inverting, then classifying the attributes to recover facies in the different reservoir grids.

equiprobable simulations of geometry of horizons and faults from their reference positions. The P-Fields method enables to accommodate the use of geostatistical methods and the available data to characterize the structural uncertainty in a reservoir model.

4.2.1 Probability Fields method

The use of geostatistics is increasing in the petroleum domain, but few studies actually concern the simulation of reservoir geometry. Indeed, the reservoir geometry is subjected to different kinds of uncertainty, difficult to quantify and thus, rarely taken into account in traditional geostatistical methods. When first presented, the P-Fields method was well-suited to some problems, unsupported by other available algorithms. It was, in particular, well-suited when dealing with known local PDF in the simulation.

The first papers on P-Fields simulations (Srivastava 1992 ; Froidevaux 1993), focusing on the computing aspects, led to the practical acceptance of the method, thanks to its computational speed. The theoretical aspects of the method were developed later on, by Journel and Ying 2001 who showed the similarities between P-Fields and SGS simulations, and by Goovaerts 2002 who proposed a conditional approach for the P-Fields simulation.

The theoretical formulation for 3D P-Fields is the following (see figure 4.2.1) : consider a grid at the nodes of which an attribute z must be simulated. At the grid node x , the range of possible values is given by the local conditional cumulative distribution function (CCDF) :

$$F(x, z) = P(Z(x)) \leq z | N(x) \quad (4.1)$$

Where $N(x) \subset \{z_1, \dots, z_N\}$ are the data available over the entire grid and $N(x)$ are the local conditioning information. Once the attribute has been generated, each simulated value

z_{sim} at the location x may be obtained by computing the inverse of the local CCDF :

$$z_{sim}(x) = F^{-1}[x; p(x)] \quad (4.2)$$

The values of p are considered as a realization of a uniform random function $P(x)$, simulated with a given variogram.

The 3D P-Fields simulation proceeds as following :

1. Generate a set of grids with spatially correlated values, uniformly distributed between 0 and 1.
2. Backtransform the obtained values into the expected distribution. This results in a relative displacement, proportional to the length of the uncertainty vector.

Then, we apply the relative displacement obtained at each node on the reference horizon.

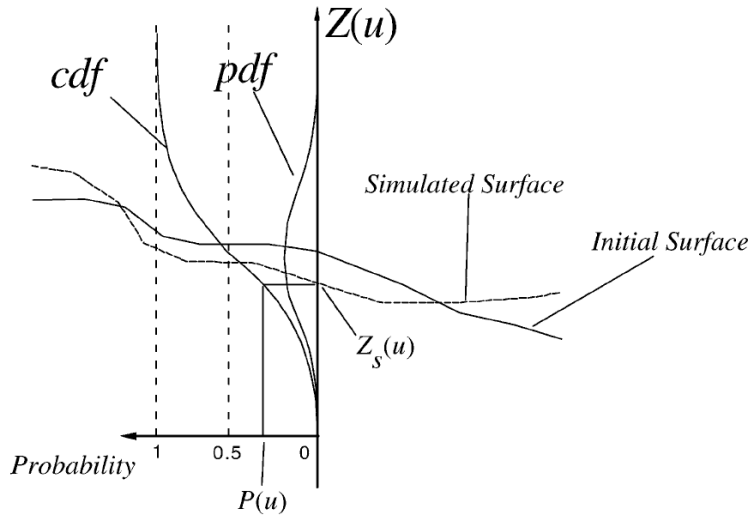


FIG. 4.2.1 – Operating principle for the P-Fields simulation, applied on a surface. An uncertainty value $z_{sim}(u)$ is added up to the initial surface at each node u . This value is drawn in the local CDF. From Thore *et al.* 2002.

4.2.2 Uncertainty representation

Structural uncertainties are represented as 3D vectors at each horizon (or fault) nodes. These vectors give the maximum absolute value of uncertainty to be applied at one given point. Each vector is applied symmetrically on both sides of the reference nodes and they show the possible interval of simulated positions for the new horizons (see red lines on figure 4.2.2).

Since we want to generate new horizons consistent with the geology, we also need to associate a correlation length to control the lateral continuity of the new horizons. In practice, with a small correlation length, we allow the simulations to introduce small scale disturbances and the resulting horizons are very discontinuous. On the other hand, if this correlation length is long, the horizons are continuous (see figure 4.2.2).

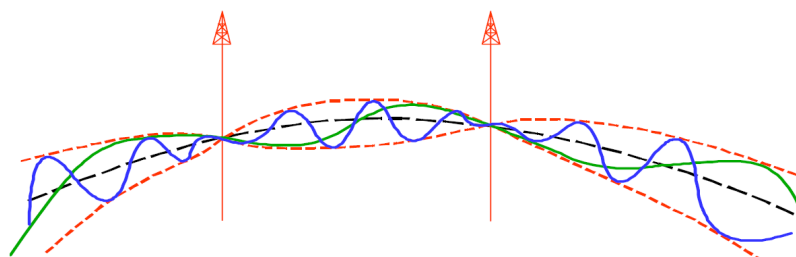


FIG. 4.2.2 – Influence of the correlation length on the simulated horizons. The dotted red lines represent the uncertainty interval, the black line the reference horizon. The blue and green lines are the simulated horizons respectively for a small and a long correlation length. The simulation is constrained by two wells.

Note on well integration At the well location, the exact depth of a marker is known, and the uncertainty at this point is null. Around the well location, the nearby points (at one correlation length away) are sensitive to the constraining points and should have lesser uncertainties. This introduces a bias in the original structural uncertainties of these points.

Note on model coherency As cited previously, the generation of new surfaces should be done by maintaining the relationships between horizons and faults. A correlation factor between horizons is introduced in the process. It defines how structural uncertainties from the reservoir top will affect the other horizons of the model. Indeed, when a simulation is done on the reservoir top, the transformations are transmitted to the other surfaces depending on this correlation factor. Then, small perturbations are applied individually on each horizon, so that these perturbations, added up to the uncertainties from the top horizon, are within the local uncertainty range. For example, a correlation factor of 80% means that the uncertainty applied on a horizon results from 64% of deformations on the reservoir top and from 36% of local perturbations.

4.2.3 Application on Alpha field

The geological overview and the description of available data for the Alpha field can be seen in Chapter 2. The reservoir model from Alpha field consists in six reference horizons identified on seismic data and four fault surfaces. As shown on figure 4.2.3, errors on velocity models induced a gap between the reference horizons and the corresponding layers in the reservoir grid. The differences are computed, and shown on figure 4.2.4 with their histograms.

In real cases, we can not evaluate directly the amount of structural uncertainties we have to apply. Here, since we already know them from the misplacement between horizons and grid layers, those differences will be used to define the uncertainties to apply on our reference horizons. To do so, the arithmetic mean difference is computed with the maps shown in 4.2.4 for each horizon, and multiplied by 1,5 to give some variability. We obtain the following uncertainty values :

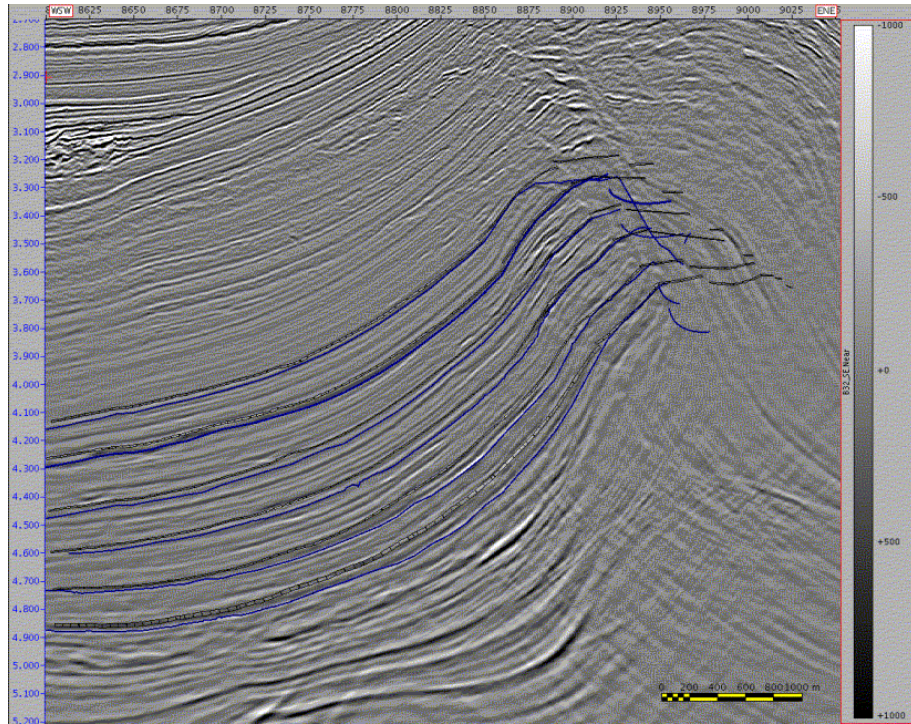


FIG. 4.2.3 – Misplaced grid layers versus references horizons, overlaid on Alpha Field seismic data. Reference horizons are blue, corresponding grid layers are grey. Differences on the far right-hand side should not be taken into account since the reservoir grid is bigger than the geological formation.

Horizon Names	Grid Layers	Raw Uncertainty (in ms)	Final Uncertainty (in ms)	Correlation Factor (in %)
E Top	1	23	34,5	100
F Top	20	28	42	80
F Base	51	30	45	80
G Base	77	28	42	80
H Base	101	40	60	70
I Base	112	41	61,5	70

TAB. 4.1 – Reference horizons and corresponding grid layers, with their uncertainties and correlation factors.

We also add the well, in the higher part of the anticline, to constrain the simulations at the marker locations. We define the correlation length as a variogram controlling the spatial variability of the new horizons. The reference horizons picked on seismic data are quite monotonous so we can take a long correlation length. The variogram used in the study is derived from attribute analysis on seismic data :

$$L_x = 1800 \text{ m}$$

$$L_y = 750 \text{ m}$$

$$\text{Orientation} = 75^\circ \text{ from North.}$$

To characterize the simulated models, the rock volume is estimated between the reservoir top and bottom horizons. By creating many models, we can see the density functions

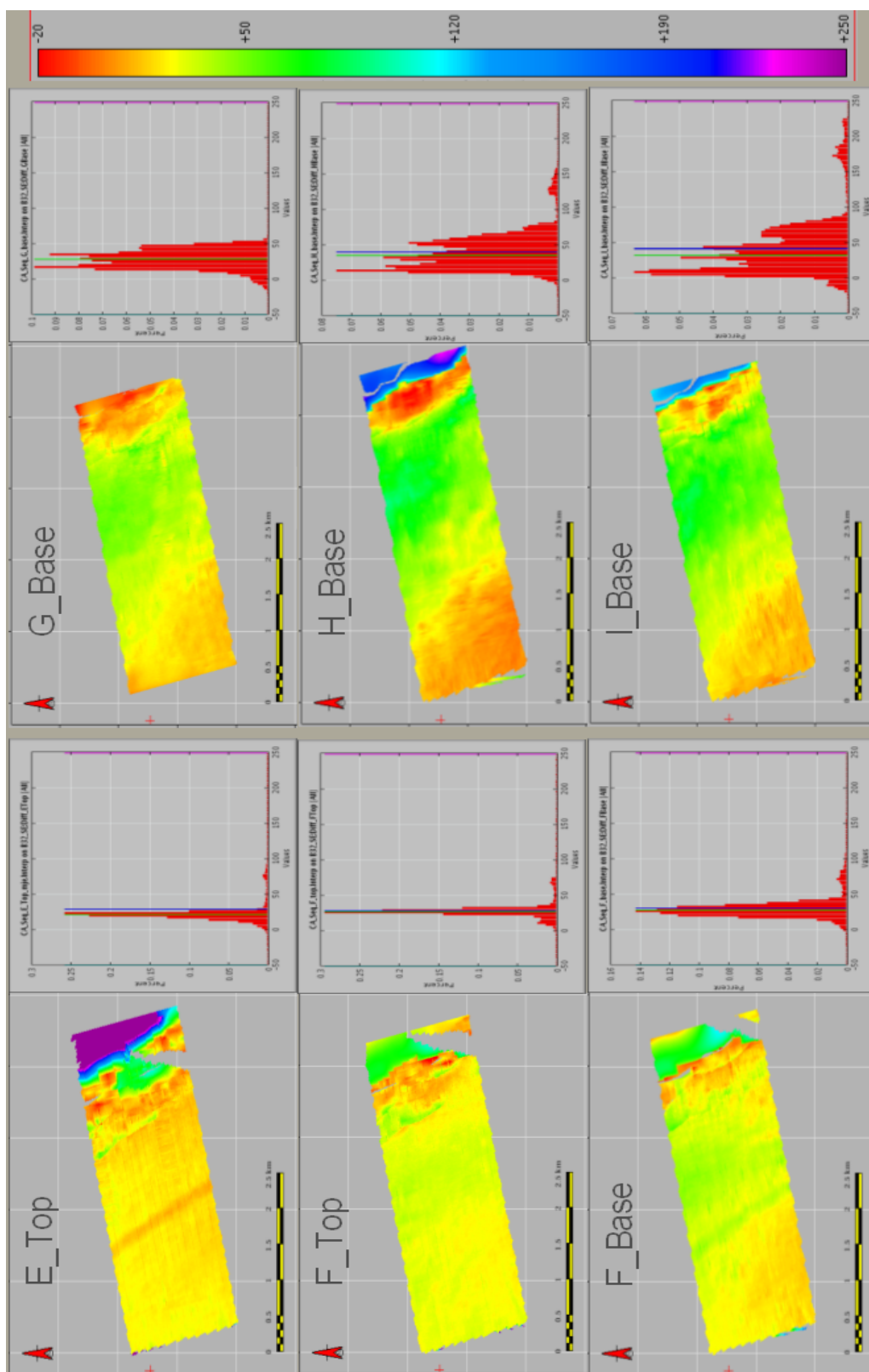


FIG. 4.2.4 – Computed difference maps between reference horizons and corresponding grid layers, with their respective histograms. Differences on the far right-hand side should not be taken into account since the reservoir grid is bigger than the geological formation.

for the rock volume behaviour ; this approach enables the use of statistical analysis for the models (Samson *et al.* 1996).

Note on rock volume computation The rock volume computation impose that the reservoir model is defined in depth. The rest of the study consists in an inversion process and a supervised classification, all operating in the time domain. Generating the structural models in depth, then converting them in time would imply that we add up the structural uncertainties from the time/depth conversion. To avoid this, the rock volume computation was adapted so that the unit is not m^3 , but $m^2 * ms$. This way, we can generate the different structural models directly in time.

With P-Fiels simulations, we impose a triangular distribution as the a priori distribution of the uncertainty, to associate a maximum probability for one specific rock volume value, and null probability for extreme values. In between, the probability evolves with a linear variation.

To comfortably represent this triangular distribution, 1000 simulations are computed. The results, from a statistical point of view, are shown on figure 4.2.5. The red line on each panel is the base case model (realization 0). The triangular PDF shown on this figure is that of the rock volume, not the uncertainty, this is why this PDF is not symmetrical with the red line in the center.

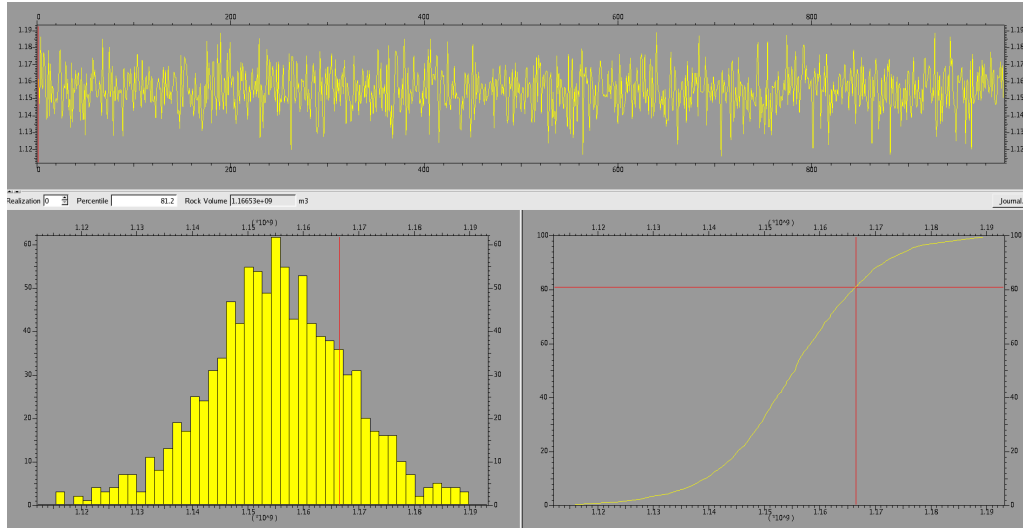


FIG. 4.2.5 – Statistical analysis from the structural simulation. The top panel gives for each realization the rock volume. The bottom left panel shows the triangular PDF and the right panel shows the CDF. The red marker on each panel corresponds to the base case model.

We cannot work simultaneously on 1000 models. The study will be continued on a small number of models, chosen from key-value percentiles in the histogram of rock volume shown on figure 4.2.5. Chosen key-values correspond to the following percentiles :

Percentile	Model name
0	Model-p000
5	Model-p005
10	Model-p010
50	Model-p050
81	Model-init
90	Model-p090
95	Model-p095
100	Model-p100

TAB. 4.2 – Simulated structural models chosen by percentile from figure 4.2.5. Percentile 81% corresponds to the base case model.

We also take the initial structural model (percentile 81%). All those models are shown on figure 4.2.6. No aberration can be seen on the simulated horizons of each model. The horizons have a monotonous behaviour and respect the constraining markers at the well location. All those models are good candidates for the rest of the study.

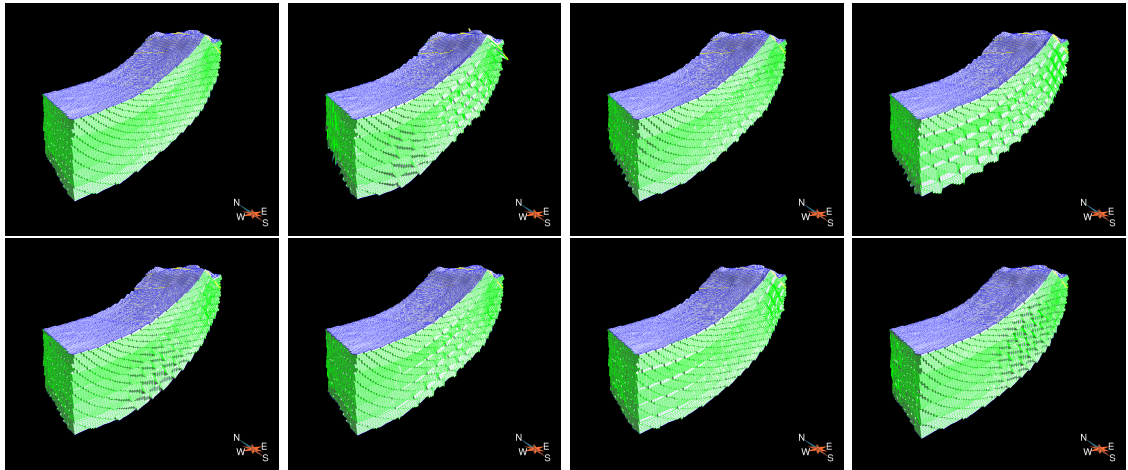


FIG. 4.2.6 – The eight structural models on which the rest of the study will take place. Respectively, the initial model, percentiles 0%, 5%, 10% (first line), 50%, 90%, 95% and 100% (second line) are represented.

4.3 Stochastic inversion

There are a multitude of inversion methods in the literature. For the integration of inversion results in reservoir modeling studies, we choose a stochastic and geostatistical inversion technique called GeoSI (stands for GEOstatistical Stochastic Inversion) proposed by Escobar *et al.* 2006 and Williamson *et al.* 2007. This method, that focuses on prestack seismic data, has some advantages compared to more traditional deterministic methods (Francis 2002, Francis 2005) : it benefits from the integration of various sources of data and from the use of a fine stratigraphic grid defined by the user for the inversion. With these technical aspects from GeoSI methodology, we can obtain attribute cubes with a very fine vertical resolution. This way, the integration of results in the reservoir models will imply less information loss, since the reservoir grid layering is finer than the seismic resolution.

Moreover, this technique gives multiple equiprobable attribute realizations, reflecting the non unicity of the solution.

4.3.1 GeoSI operating principles

As for Buland and Omre 2003, a Bayesian framework is proposed to compute the probability of an impedance model m , knowing the seismic data s and the wells wl :

$$P(m|s, wl) \propto P(s|m).P(wl|m).P(m) \quad (4.3)$$

with $P(s|m)$ the seismic likelihood, $P(wl|m)$ the well data likelihood and $P(m)$ the prior model. Each member of the equation 4.3 is considered as a Gaussian PDF which mean is the squared difference between actual and modeled data. The most important element in the equation is the seismic likelihood, written by :

$$P(s|m) \propto \exp \left[-\frac{1}{2} \sum_{\theta} \sum_i (s_{i,\theta} - G_{i,\theta}.m_i)^T C_{s_{i,\theta}}^{-1} (s_{i,\theta} - G_{i,\theta}.m_i) \right] \quad (4.4)$$

avec $s_{i,\theta}$ the seismic trace i at angle θ

$G_{i,\theta}$ the synthetic seismic trace

$C_{s_{i,\theta}}$ the noise covariance matrix.

The Gaussian posterior PDF $P(m|s)$ is constructed by combining the Gaussian prior PDF $P(m)$ and equation 4.4. Escobar *et al.* 2006 have developed an SGS-type algorithm to sample the posterior PDF : it performs a trace-by-trace decomposition of the global PDF into a number of approximate local PDFs, which are conditioned by previously visited traces. Multiple realizations can therefore be efficiently generated by sampling these local Gaussian PDFs.

Seismic modeling for the acoustic case is performed with a convolutional model :

$$s(t) = w(t) * r(t) = G_{\theta} m \quad (4.5)$$

with w the seismic wavelet and r the reflectivity series in time, sampled irregularly because of the grid layout. The reflectivity for a given interface is based on impedance contrasts :

$$r = \frac{\Delta z}{2\bar{z}} \approx \frac{\Delta \ln(z)}{2} \text{ valid for small reflectivity variations} \quad (4.6)$$

Seismic modeling for the elastic case is performed by computing the angle-variant reflectivity with Fatti approximation of Zoeppritz equations :

$$r_{\theta} \approx \frac{1}{2\cos^2\theta} \Delta \ln(Ip) - 4 \frac{Is}{Ip} \sin^2\theta \Delta \ln(Is) \quad (4.7)$$

4.3.2 Prior model building

The prior model is built in a stratigraphic grid (the inversion support) and its infilling based on available information (kriging of well logs, depth trends or blocky model, etc ...). The frame of this stratigraphic grid, defined in time, is built with several reference horizons, delimiting macro layers, in which a finer layering is defined. Laterally, the grid is based on the seismic bin. We create a stratigraphic model bigger than all structural models, and the microlayering is defined with layers 1ms thick.

For the prior impedances of the inversion, we need to infill the models with geological information. These prior impedances are computed by filtering the well logs (density, P and S velocities) to keep the low frequency content, then 3D kriging is performed with these filtered logs (see figure 4.3.1).

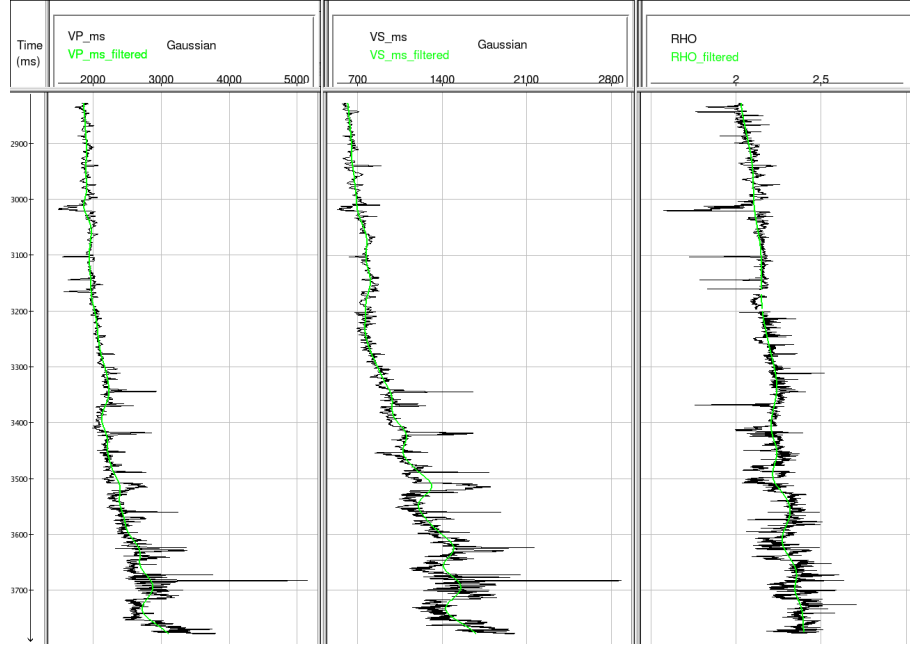


FIG. 4.3.1 – Original well logs in dark blue and filtered logs with a gaussian filter in green, respectively for P and S velocities and density.

As previously said, each impedance column is simulated from local PDF with standard deviation depending on assumed uncertainties for each kind of data (seismic, well, prior model).

For the prior model, a constant uncertainty of 15% is applied on seismic impedances. This means that for each cell of the stratigraphic grid, impedances to be computed will have values between plus and minus 15% around the prior model values in logarithmic domain, following equation 4.6.

A correlation coefficient $c = 0,7$, observed on the well logs has been applied as constraint between P and S impedances. A degree of uncertainty is also applied on the well logs, to account for the calibration of well data with the seismic. The better the well-to seismic calibration, the lower this degree of uncertainty will be. Here, we choose 5%, due to the good quality calibration.

The uncertainty for the seismic data is integrated by making assumptions on signal quality, meaning the signal to noise ratio. A constant value of $\frac{S}{N} = 6$ to define the noise statistics for each trace (the component $C_{sI,\theta}$ of equation 4.4) during the inversion process.

Then we define variograms to control the behaviour of impedances well beyond the seismic

resolution. The vertical component of these variograms is defined by the statistical analysis of well logs. We obtain a range of 18 ms, meaning 18 layers from the stratigraphic grids. The lateral component is determined from an exponential variogram with a range of 1000 m, computed from seismic time-slice analysis.

4.3.3 Generation and QC of seismic attributes

GeoSI being a stochastic algorithm, we have to define how many realizations we want. This number should be high enough to infer reliable statistics (mean and posterior uncertainty). We choose to derive 100 realizations for each attributes (P and S impedances) and the mean is computed on the whole set of realizations. At the end of the process, we keep the means and posterior uncertainties for each attributes and 3 individual realizations.

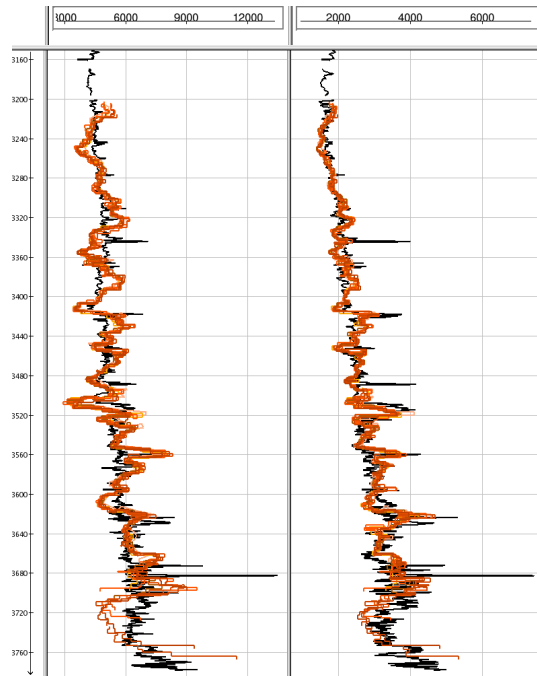


FIG. 4.3.2 – Inversion results at well location for P (left) and S (right) impedances. Dark blue curves are the original P and S impedances.

The first criterion for quality control of GeoSI inversion is to verify the coherency between actual and simulated impedances at well locations. Figure 4.3.2 shows the P and S mean impedances from the inversion process versus actual impedances from well logs. Here the correlation between inverted and actual logs is very good, with the inverted P impedances having a slightly higher variance than the actual P impedance log.

The second criterion is the synthetic seismic obtained from inverted impedances and their respective residuals with the actual seismic data. Figure 4.3.3 shows an example of this on the initial model, with the actual and synthetic seismic volumes and the residuals. We see that the inverted impedances are in good agreement with the actual data, with overall RMS error of 4%.

The figure 4.3.4 shows an independent realization and the mean from all realizations.

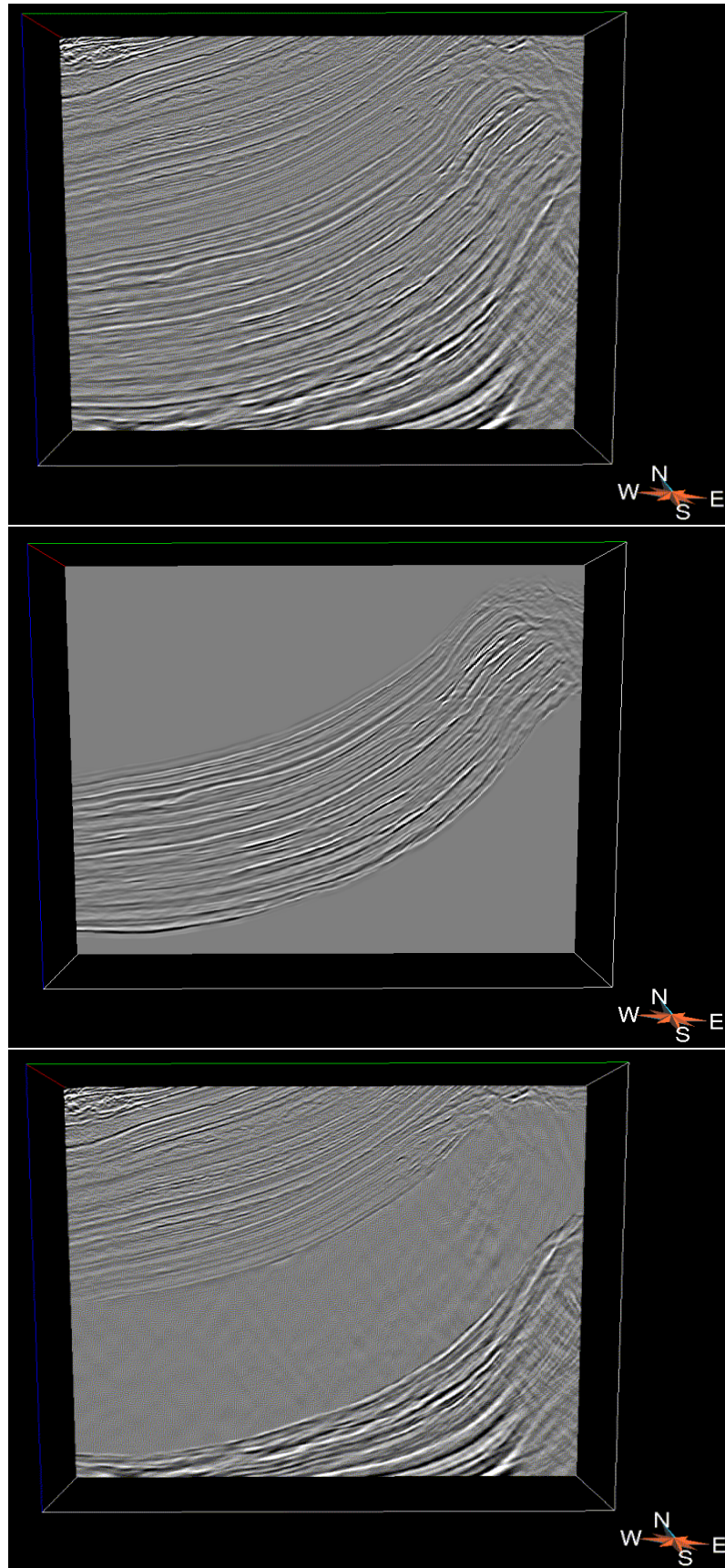


FIG. 4.3.3 – Inversion results for the initial model. Top : Actual seismic data, center : synthetic seismic data and bottom : residuals.

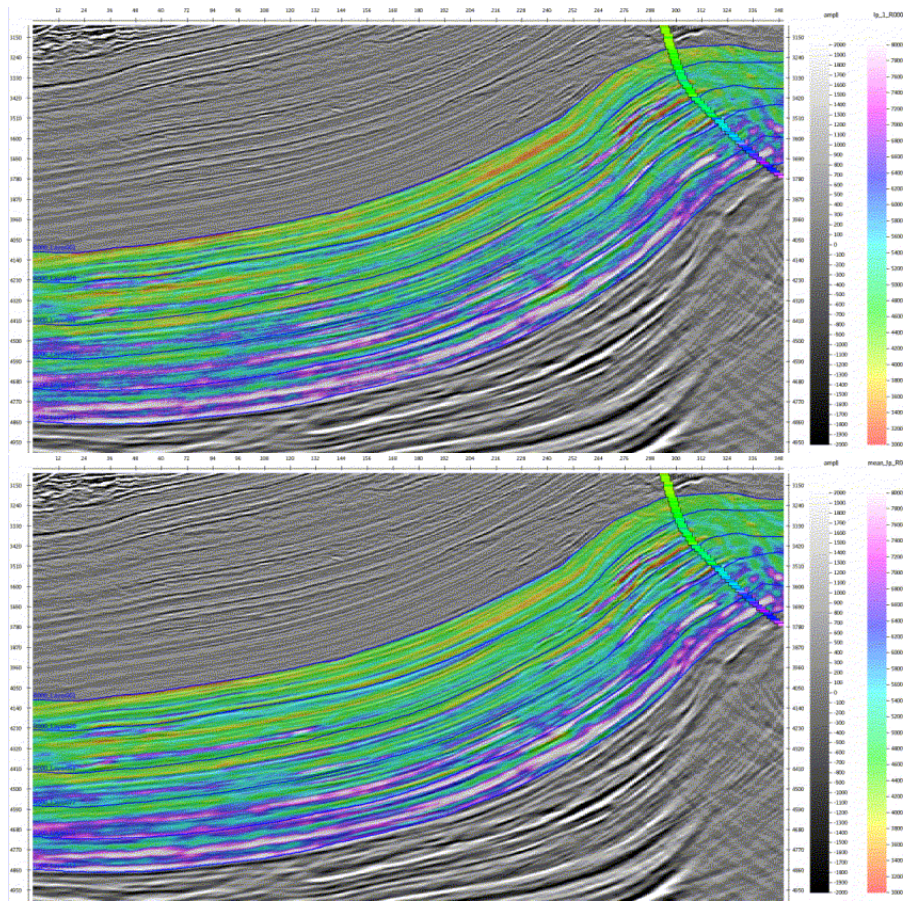


FIG. 4.3.4 – Inversion results for the initial model : an independent realization of P impedances versus the mean. The actual seismic is represented in the background, as well as the P impedance log.

4.4 Facies classification

Now that we have the main seismic attributes, we need to analyze them to recover the lithology from the seismic data, since impedances contain the relationships between rock physics and the seismic domain (Mukerji *et al.* 2001). Different methods exist, all based one way or the other on statistical techniques to calibrate seismic attributes (Fournier and Derain 1995 and Coleou *et al.* 2003). The most commonly used methods are :

- Clustering analysis (see Gnanadesikan *et al.* 1989 for a complete review and Gill *et al.* 1993 for an application on well data) :

This method enables to build clusters on a set of data samples, based on sample proximity in the property space. Building these clusters is based on the point density in a crossplot, and does not take into account sample membership to a lithologic group. There are several ways to form clusters in the property space. The most common approach is hierarchical agglomeration, in which clusters are formed by grouping samples into bigger and bigger clusters until all samples are members of a single cluster.

- Gaussian classification (Gnanadesikan *et al.* 1989) :

The Gaussian Classification method is based on building a statistical model, binding

space property and lithologies from a training set. Within each lithologic group, the property is assumed to have a Gaussian distribution with conditional PDF. The centroid and covariance matrix of the Gaussian density are inferred from a training population of samples that should be available for each lithotype. Bayesian framework is used to predict the group membership of a sample.

➤ Discriminant analysis (Gnadesikan *et al.* 1989) :

Discriminant analysis looks for functions of the properties that optimally (in a least-squares sense) separate the groups. These functions are linear functions of the properties and are calculated from a training data set of samples with known membership. The purpose of the method is to select a combination of linear coefficients that maximize the dispersion of group centroids yet minimize the dispersion of cases within groups. This is illustrated on figure 4.4.1.

This method assigns to each trace a membership probability for a given lithology, depending on the attributes. As it is in Nivlet *et al.* 2007, a trace $x(t) = (x_1, \dots, x_p)$ with p attributes and $\{C_1, \dots, C_N\}$ the N probable facies, is assigned a set of N probabilities $p(C_i/x)$. The goal being to assign to this seismic trace one facies from $\{C_1, \dots, C_N\}$, this amounts to :

$$p(C_i|x) = \frac{p(x|C_i)p(C_i)}{\sum_{j=1}^N p(x|C_j)p(C_j)} \quad (4.8)$$

with $p(C_i)$ the a priori probability for facies proportions and $p(x|C_i)$ the training PDF for a given facies.

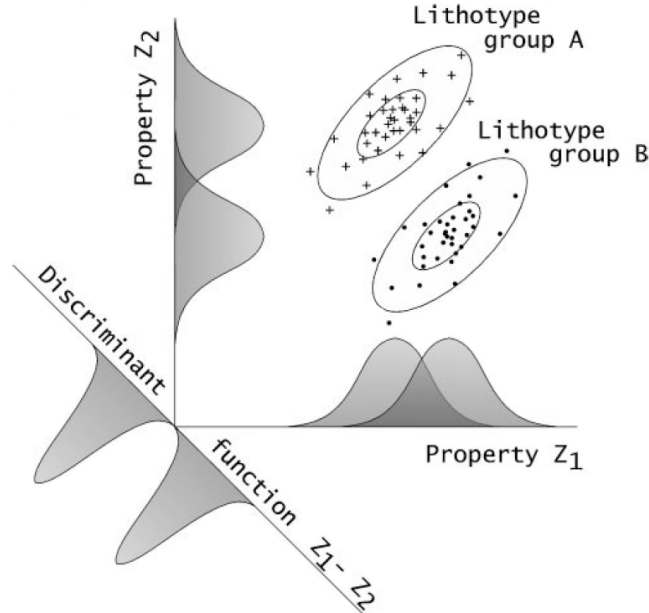


FIG. 4.4.1 – Distribution of samples from two lithotypes in a space of two physical properties z_1 and z_2 . The probability densities for each group are represented near to the axes, showing significant overlap between both groups. The discrimination is improved with linear combinations of the original variables. From Bosch *et al.* 2002.

We are going to use this last method, the discriminant analysis, since the results with this method have a higher success rate than with other methods (Bosch *et al.* 2002).

Before performing the facies classification, we need to address the differences between well and seismic data. The easiest way to integrate geological information is to constrain the classification with the facies interpretation of well-log data. The attributes from the well data are used directly as a training set to calibrate the classification. Then the operator is applied on seismic attributes to discriminate the different seismic facies. However, we must be very careful with this approach since well and seismic data are not defined at the same scale and resolution.

To address these issues, we should test the discrimination at well-log scale and then at seismic scale.

4.4.1 Well log scale

The discriminant analysis is used to isolate facies and to create probability cubes for each facies (lithocubes). The process begins at log scale, to identify the most discriminant attributes : the analysis of crossplots based on these attributes should enable to identify each facies.

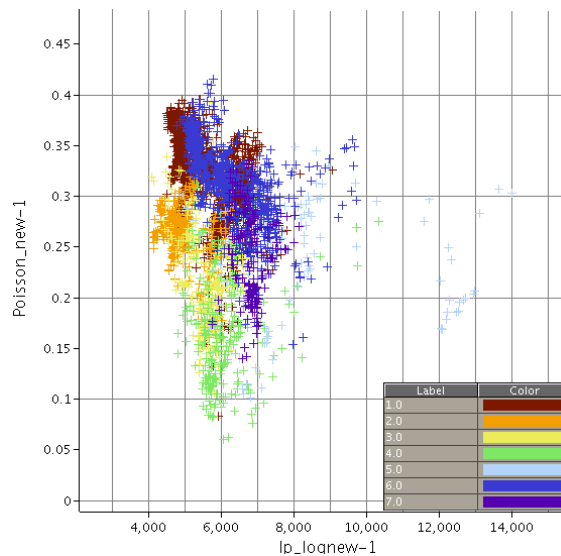


FIG. 4.4.2 – Raw crossplot of Ip versus PR coloured by the 7 facies interpreted on the logs.

Figure 4.4.2, which displays the crossplot P impedances log (Ip) versus Poisson Ratio log (PR), coloured with the 7 geological facies, shows a good discrimination between each facies. The overall overlap (proportion of facies different from the dominant one in an elementary cell of the crossplot) for this crossplot is around 33%. Facies 1, 6 and 7 (respectively shales, debris flows and water-sands) can not be discriminated in the crossplot. To improve the overall discrimination in the crossplot, we group them together in the facies code F1. The other facies codes are : F2. Laminated oil sands ; F3. Fine oil sands ; F4. Coarse oil sands ; F5. Cimented oil sands.

With this modification, the overlap is down to 15% (see figure 4.4.3).

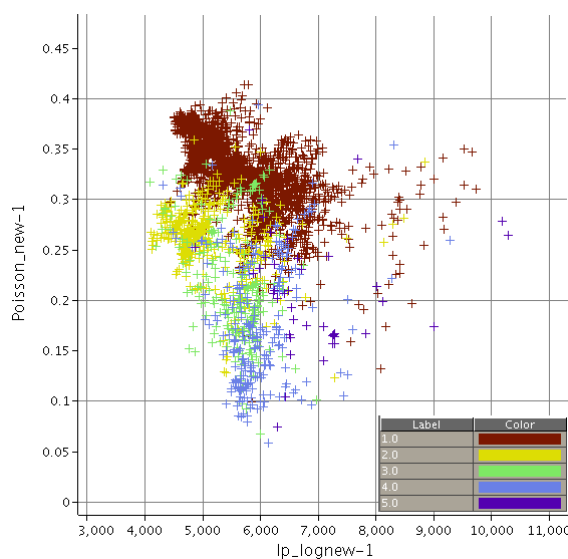


FIG. 4.4.3 – Raw crossplot of Ip versus PR coloured by the 5 new facies.

One of the effects we can see on this crossplot (especially on F1) is the compaction effect, which results in a global increase of impedances with depth. In the Alpha field, this effect is remarkable due to the anticline structure of the field and to the complex history of deposition, which results in multiple reservoir intervals.

To attenuate this effect, Ip and PR have been detrended by computing trend curves $Ip = f(z)$ and $PR = f(z)$. Figure 4.4.4 displays the new discrimination between the facies, with an overlap of 11%. Quantitatively, the overlap score increases to 27%, which is essentially due to a lesser dissemination of F1 points. The final overlap score after detrending is satisfactory for going on with the analysis.

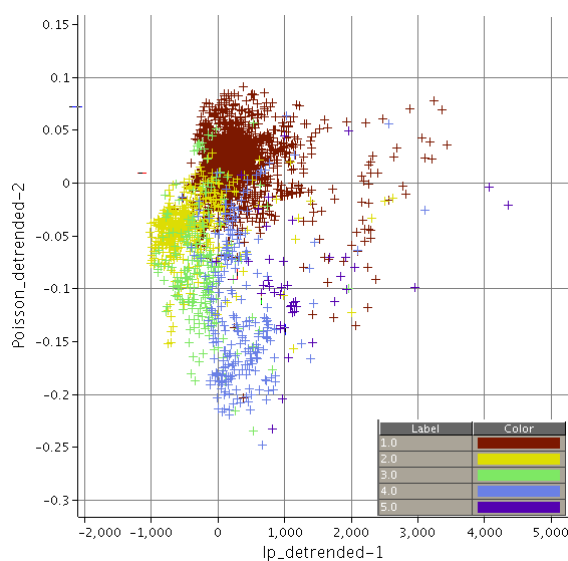


FIG. 4.4.4 – Crossplot of Ip versus PR coloured by facies, after removing the compaction effect from both properties.

The clusters identified for each facies are not composed of 100% of this facies. If we analyze the composition of each cluster, we obtain the pie-charts shown in figure 4.4.5. When we will compute the lithocubes, each sample will be represented by a pie-chart giving the proportion of all facies.

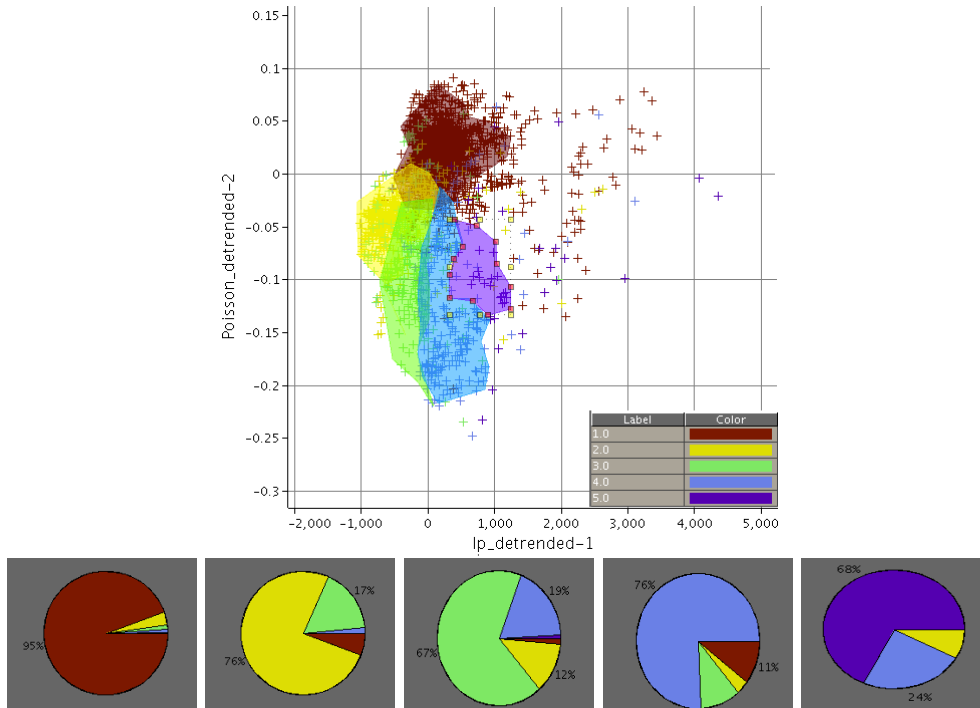


FIG. 4.4.5 – Crossplot of I_p and PR detrended, with polygons delimiting the clusters for each facies. The composition of each cluster is shown in the pie-charts (from left to right, Facies 1 to Facies 5).

4.4.2 Seismic scale

Seismic data are defined at a coarser scale than well logs. The discrimination observed at log scale should be validated at seismic scale to ensure that the discrimination between facies is still viable. To do so, the log data are filtered in the seismic bandwidth with a band-pass filter.

The quality control of the final discrimination consists in comparing the lithofacies log at log scale and the simulated seismic facies log built from the attributes. Figure 4.4.6 compares initial facies log with facies log predicted from the attributes at seismic scale. The two logs are quite similar, meaning that the main reservoir heterogeneities can be properly identified from detrended P impedances and Poisson Ratio at the seismic scale.

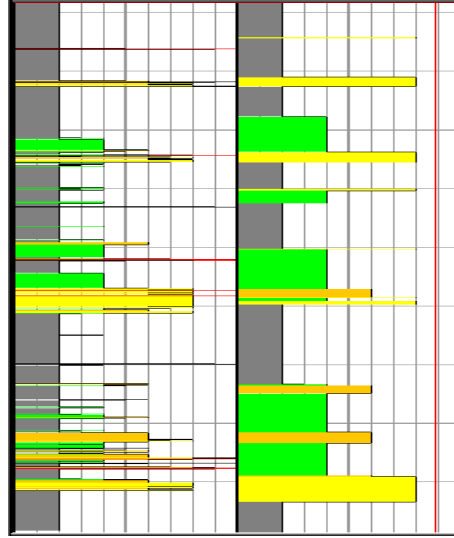


FIG. 4.4.6 – Comparison between initial facies interpretation of well log data (left), with the facies interpretation of detrended properties at the seismic scale (right).

At well position, even though misfits between well-logs and inversion results are acceptable, they are sufficient to create inconsistencies in the seismic facies model. We have therefore recalibrated the discrimination between seismic facies and detrended properties based on the following data : a minicube composed of a 1x1 corridor traces extracted around well positions from seismic attributes and the seismic facies being obtained from the interpretation of well-log data at the seismic scale. For the adjoining traces, we suppose that the facies associated to the sample t_i at well location stays the same for the samples t_i of neighbouring traces in the minicube.

Figure 4.4.7 compares the cluster repartition between logs, filtered logs and seismic attributes. This figure shows a global good agreement between the three analyses, meaning that this discrimination can be applied to the seismic attribute cubes.

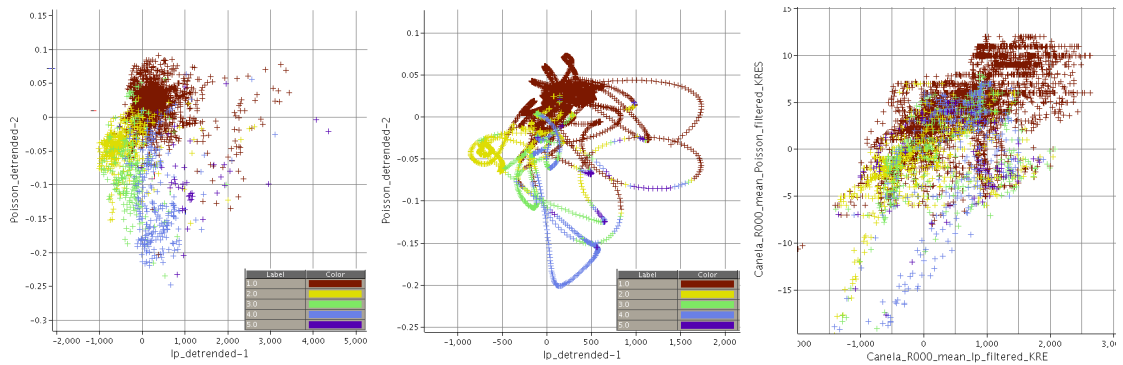


FIG. 4.4.7 – Crossplots of detrended Ip versus detrended PR coloured by facies : left : original well logs, center : filtered logs in the seismic bandwidth, right : minicube from seismic attributes.

4.4.3 Probabilistic facies cubes

Each facies is then taken individually, to calculate a PDF on the attributes. The PDF obtained for each facies are used to create the facies probability cubes. As explained by Gnadesikan *et al.* 1989, this PDF operator is built by doing a estimation of point density by the discriminant linear analysis. This way, we obtain crossplots where each point is represented by N membership probabilities for the N facies. Figure 4.4.8 shows an example of PDF in the crossplot domain for facies 4, at log, filtered log and seismic scale. The three PDFs are quite similar, confirming the facies discrimination at each scale.

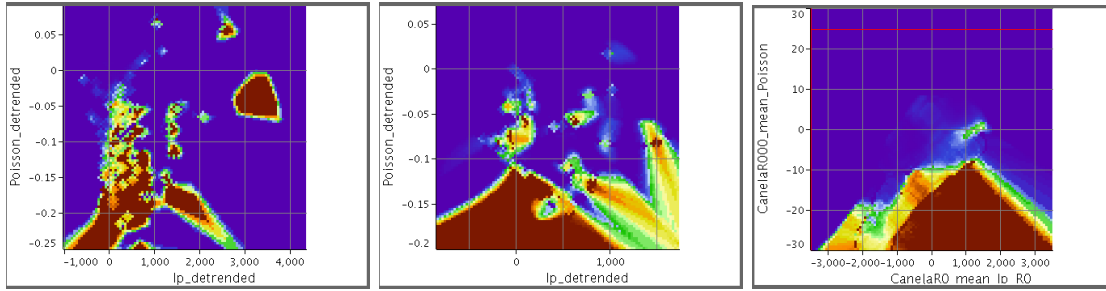


FIG. 4.4.8 – PDF operator in the crossplot of detrended Ip versus detrended PR coloured by facies : left : original well logs, center : filtered logs in the seismic bandwidth, right : minicube from seismic attributes.

Figure 4.4.9 shows a slice of the actual seismic and the five facies probability cubes computed from the PDF operators, through the main channel of reservoir R-Alpha. Probabilities associated to this interpretation are high ; they are slightly lower in the channel sequences, where geology changes rapidly. In conclusion, 3D seismic facies analysis identifies qualitatively the main geological features of Alpha field.

4.5 Facies repartition in the reservoir grid

Attribute cubes (and consequently the resulting facies cubes) come from a geostatistical inversion algorithm, with a very fine vertical resolution (layers 1ms thick). The individual realizations go further than seismic bandwidth and the mean realization is brought back to seismic resolution by the averaging process. Comparing the facies repartition for each reservoir grid can be done only with scale change between facies cubes (at seismic scale) and the reservoir grids for each structural model.

4.5.1 Upscaling at the reservoir grid scale

There are several ways to upscale properties in a reservoir grid. Classical upscaling methods are based on different average computations (arithmetic, geometric, ...). By applying these methods, each seismic sample included in a cell from the reservoir grid is part of this computation. This is adequate for continuous petrophysical properties, but it is not so for discrete properties such as facies.

Each cell does not have a unique facies, but the dominant one, not in a probabilistic sense, but in a proportionnal sense, since each cell is constituted by several samples from the initial cube.

This is the reason why the facies cube at seismic scale can only be used as a secondary

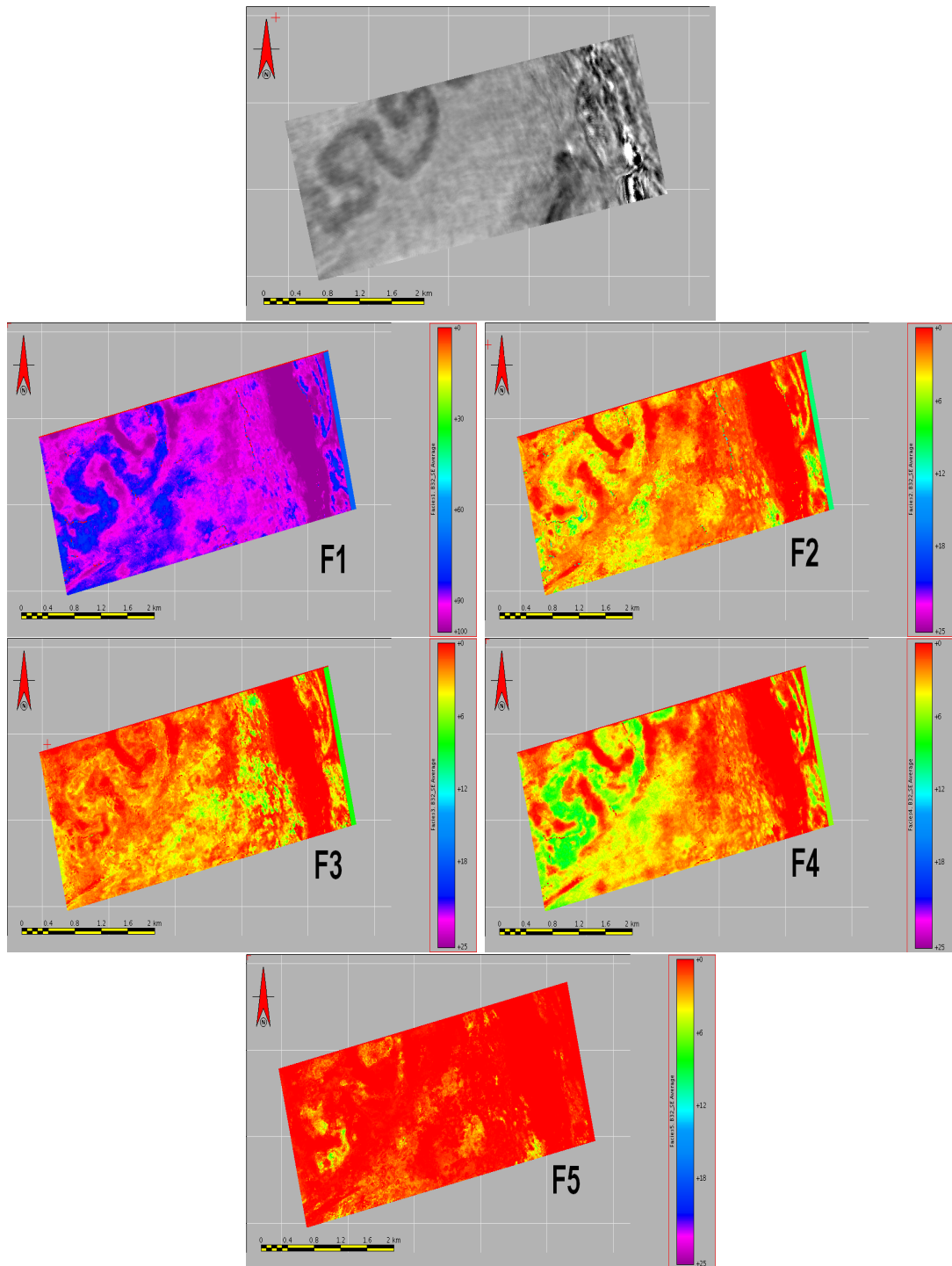


FIG. 4.4.9 – Probability cubes computed from the PDF operators. The first image shows a slice of the actual seismic block through the main channel of reservoir R-Alpha, along a horizon from the initial structural model. The other images show a slice of the probability cubes for each facies. Facies F1 range is between 0 and 100% ; for the other facies codes, the range is between 0 and 25%.

variable. Indeed, by upscaling the facies cube in the reservoir grid, we would have the problem of choosing which facies should be integrated in a cell, as it is shown on the example described before. Direct upscaling would result in heterogeneity or facies connectivity loss (channel continuity for example) (see Nivlet *et al.* 2007).

Hadj-Kacem and Pivot 2005 and Duplantier *et al.* 2006 describe a new methodology to associate facies in a reservoir model. They propose to use the most probable facies cube to integrate facies probabilities in the reservoir model, and thus, to avoid any bias in the probabilities due to abnormal values. The remaining values are averaged using classical procedures. Here is an example : a reservoir grid cell containing height samples from the facies probability cube at the seismic scale, which values are : $R = \{25; 32; 25; 51; 37; 25; 48; 25\}$. This gives : arithmetic mean $\overline{R_a} = 33,5$, geometric mean $\overline{R_g} = 32,12$ and harmonic mean $\overline{R_h} = 30,92$. From a statistical point of view, we should have a facies probability greater than 30%. However, if we use the most probable facies method, we have four occurrences of facies probability 25% on eight, meaning a 50% probability, so we should have a 25% probability for the considered facies in this reservoir cell. By applying this methodology on each reservoir model, we upscale facies or probability cubes at the reservoir scale. Figure 4.5.1 shows the F1 probability cube upscaled in the reservoir grid, with the most probable method.

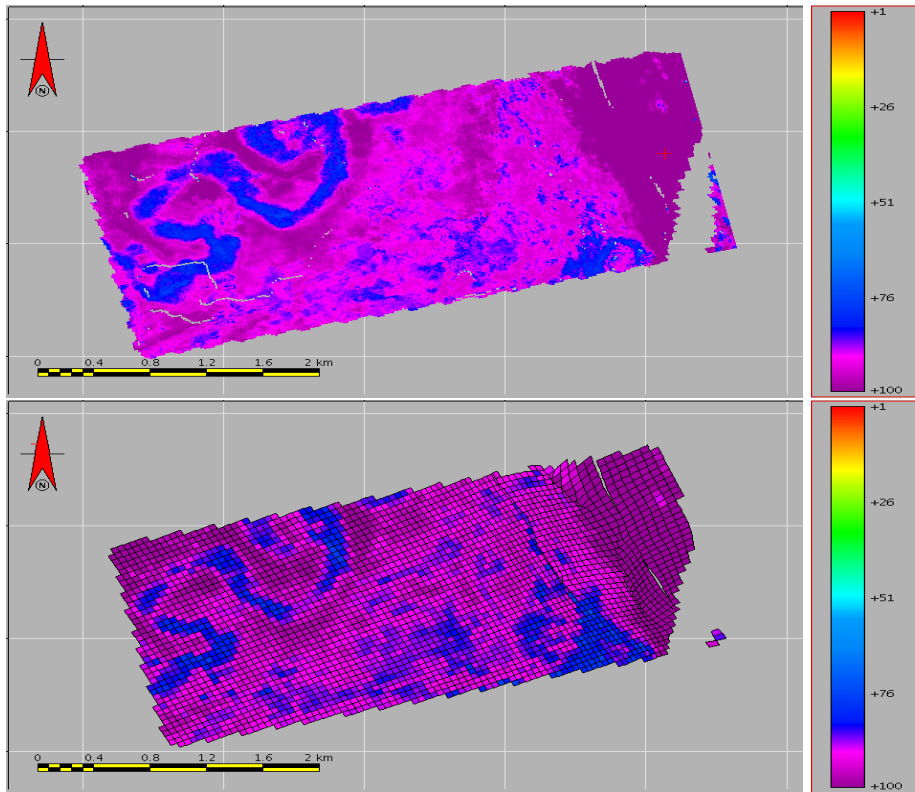


FIG. 4.5.1 – Slices of the F1 Probability cube along the main channel of R-Alpha and the F1 most probable value in the initial reservoir grid.

We will use this methodology on the probability cubes, meaning for each facies probability cube, we will take the most representative value inside the reservoir cell. Then we create a facies cube, considered as the best scenario possible for facies repartition in the

reservoir grid. For that, we use the dominant facies method. This method for building the facies property should account for cases where there are dominant facies proportion. This is the case for the reservoir R-Alpha, where shale proportions are very important, as shown by the F1 probability cube (the average proportion is greater than 70%). We can define a threshold for these facies proportions. In the event the proportion of shale falls below the threshold, one of the sand facies will take over in the cell. This threshold is determined by tying the interpreted facies log and the seismic facies log derived from the seismic attributes (shown in figure 4.4.6).

This calibration step is important : if the shale threshold is too high, the sand facies will be over-represented ; if the threshold is too low, the sand facies will be under-represented. This is illustrated on figure 4.5.2. For example, in the main channel of reservoir R-Alpha, the shale threshold is around 87%. This means that for the interval of this channel, if the F1 probability exceeds 87%, we will found shales ; otherwise, we will find one of the sand facies (see figure 4.5.3).

However, since the reservoir R-Aplha is in fact constituted in 5 reservoir intervals, the shale proportion differs from one reservoir interval to the next (main channel threshold : 87% ; last reservoir interval : 75%). Therefore, the calibration is done with different threshold values on the whole reservoir.

We do these upscaling and dominant facies generation steps for each structural model.

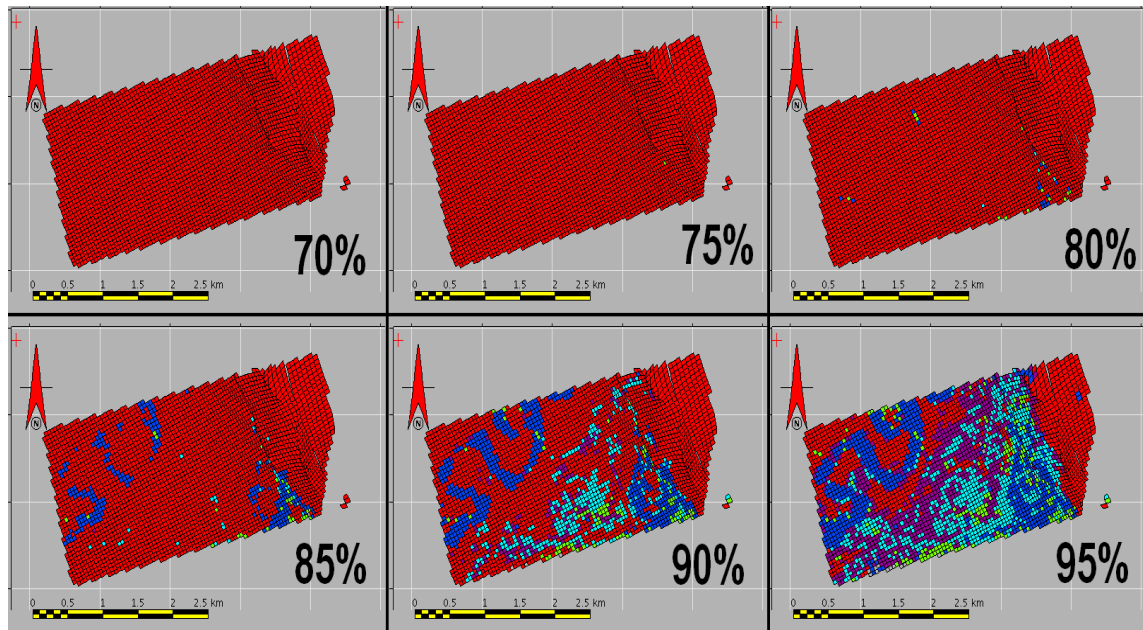


FIG. 4.5.2 – Facies repartition in the initial reservoir model, on layer 21, with different shale thresholds in percent.

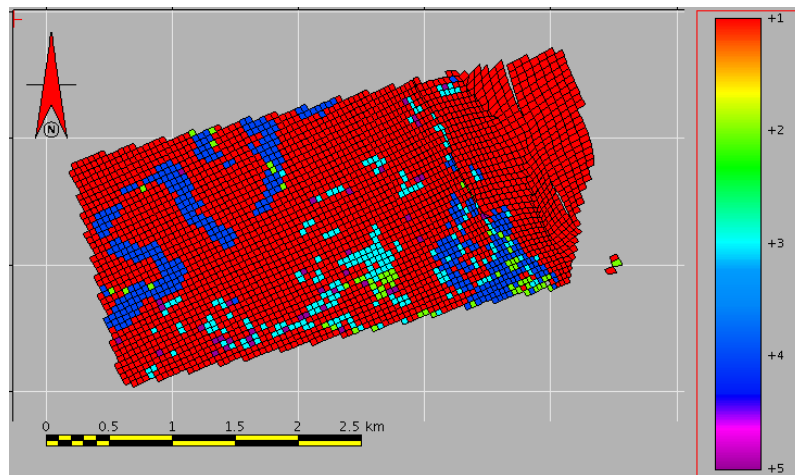


FIG. 4.5.3 – Facies repartition in the initial reservoir model, on layer 21, with the shale threshold of 87%, determined from the well data calibration.

4.5.2 Comparison of facies repartition in each model

Figure 4.5.4 shows the facies repartition for the 21st layer of each reservoir model. The picture on the top line is geological interpretation provided by geologists. The picture on the second line, left row, is the facies repartition for the initial model. Then we show the facies repartition in each structural model. Three geological bodies should be seen in the reservoir models : a straight channel, a meander and a crevasse splay (noted CS hereafter). All structural models display various shapes corresponding more or less to the geological bodies we should see. Some of the pictures show the geological bodies or other shapes which are very wide. For example, on the P0 model, we see a small part of the meander ; the straight channel takes the whole lower part of the layer ; the CS has disappeared. The P05 model shows the meander and a wide straight channel on the lower border of the layer. But the CS has been replaced with a U-like shape that could be interpreted as a different meander. Some other pictures show very minimalist shapes, such as the P10 and P90 models which only show small patterns for the meander and the straight channel. Some facies layouts could even be interpreted differently. The P50 model shows two shapes, one that could be interpreted as a fine and slightly meandering channel, the other could be seen as a channel lobe.

The same exercise of facies repartition description is done for the 105th layer of the reservoir models on figure 4.5.5. The geological interpretation consists of a straight channel with wide sandy levees. The different structural models show geological shapes which do not correspond to the expected initial interpretation. Somehow, all these models display a wide straight channel on the right side of each picture. Some of them also show a side lobe on the left side of the pictures.

The 21st layer of the reservoir models shows a wide variety of possible geological shapes that would lead to different interpretations. The 105th layer shows the same geological body (the wide straight channel) which is more or less defined on each model. Some models even show another pattern which was not expected on the basis of the initial geological interpretations.

The layers around the 21st and 105th layers were also investigated in order to see if the expected geological bodies were recovered on neighbouring layers, but this was not the case

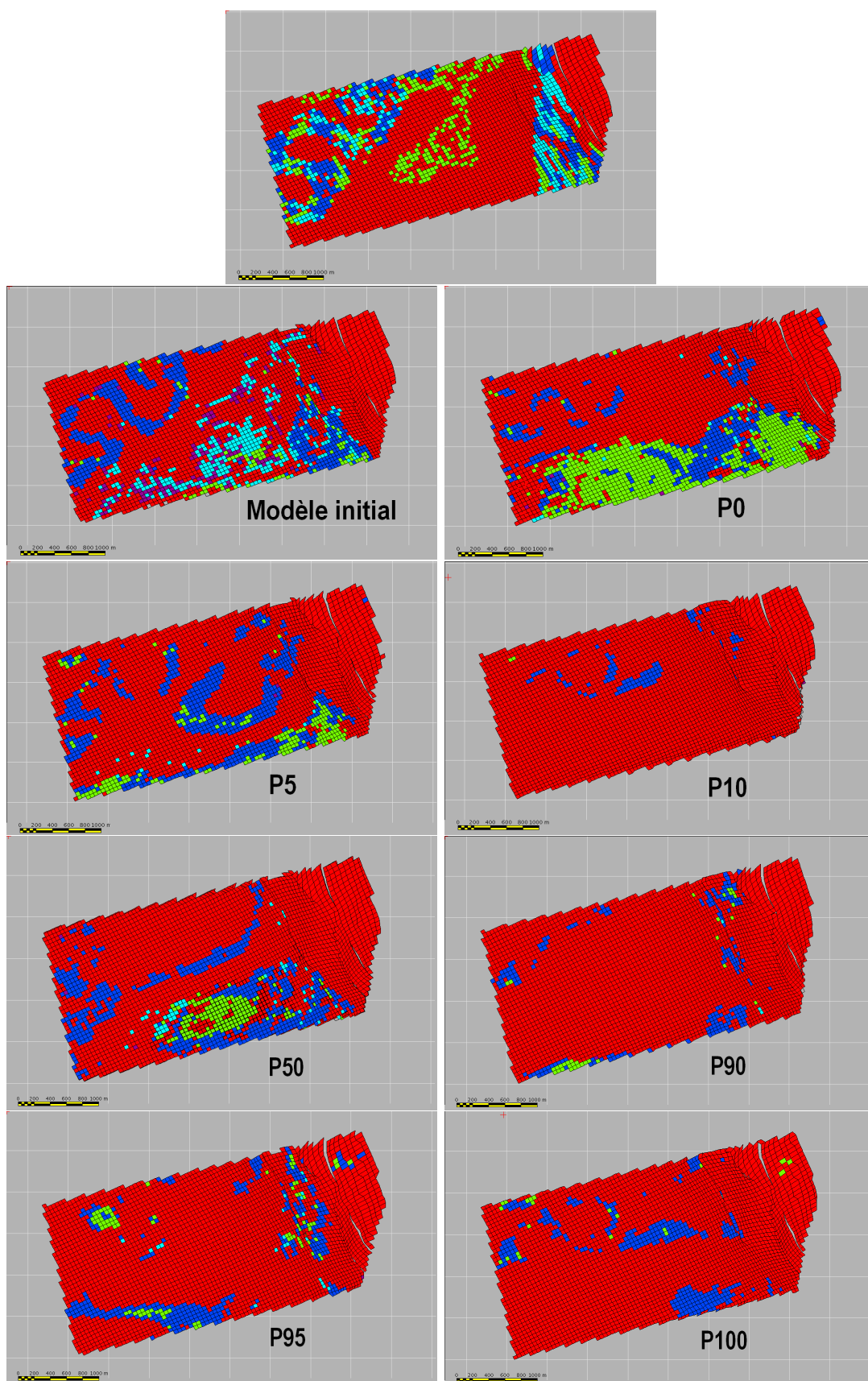


FIG. 4.5.4 – Facies repartition in the 21st layer of the structural models. The first line shows the geological interpretation, the picture on the left of the second line shows the facies repartition in the initial reservoir grid.

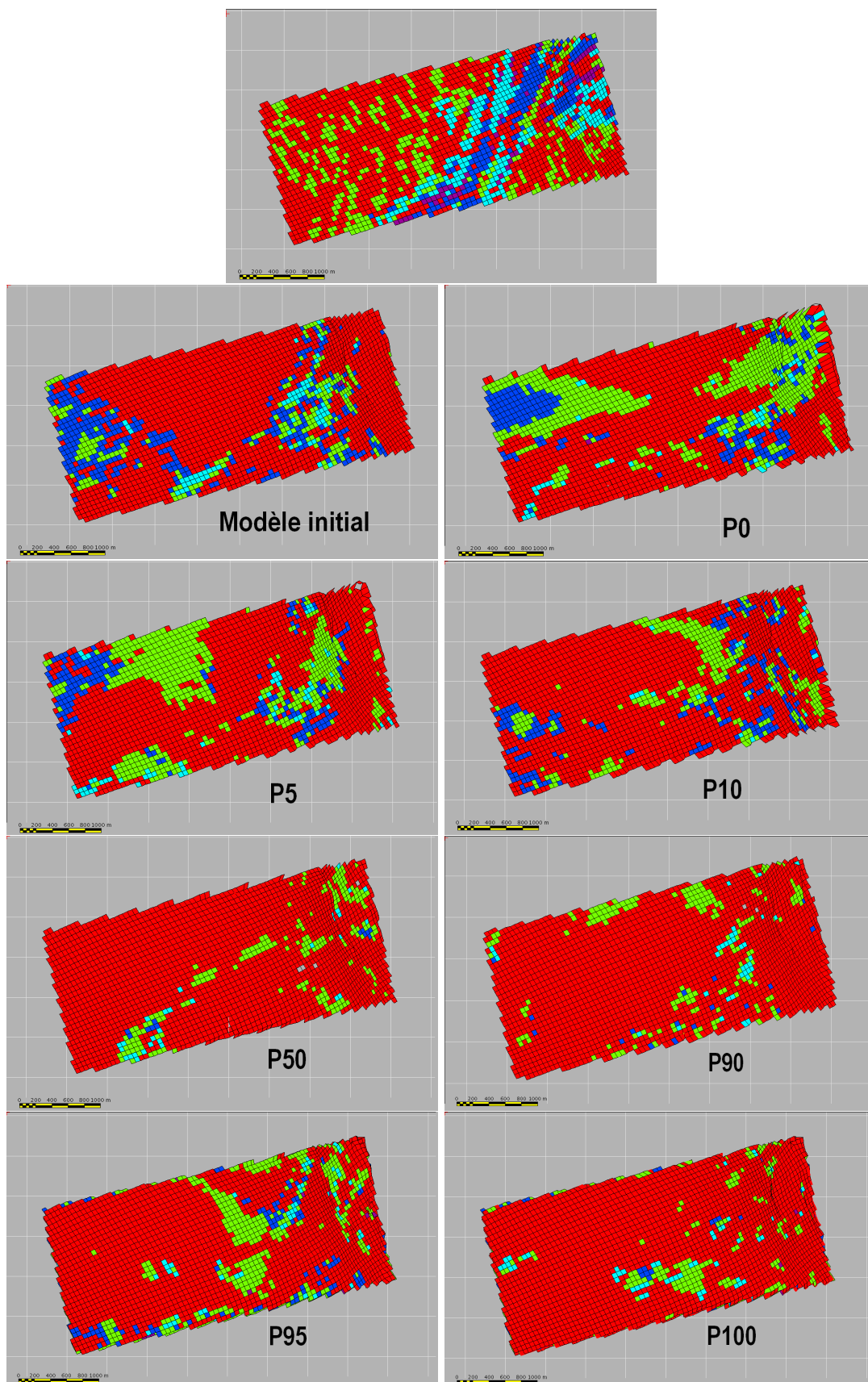


FIG. 4.5.5 – Facies repartition in the 105th layer of the structural models. The first line shows the geological interpretation, the picture on the left of the second line shows the facies repartition in the initial reservoir grid.

for both of them.

4.6 Conclusion

An important issue in understanding heterogeneous reservoirs is determining the relative importance of structural and petrophysical variability. Structural uncertainty is not typically incorporated into the construction of a reservoir model, unlike petrophysical uncertainty.

We have presented a simple methodology to evaluate their effects in a reservoir model. This methodology is based on using 3D reservoir grids. Multiple realizations of structural models have been simulated and used in a standard reservoir modeling workflow. For each reservoir grid, we obtain the facies repartition and systematically investigate it. Each model shows different facies layouts with diverse possible geological interpretations.

The results further reveal that evaluating the structural uncertainty effects in reservoir grids is an important step before choosing the definitive model to be used in future studies.

By visualizing the structural uncertainty, we can gain a greater appreciation of the reliability of any analysis performed in reservoir characterization studies. Structural uncertainties are quantifiable and can be carried through a reservoir characterization workflow by building several reservoir models. The example shown here with the Alpha field demonstrates how structural uncertainty can lead to different facies repartition and to wrong interpretation in the reservoir models.

PARTIE II
ALTERNATIVES À L'APPROCHE
DIRECTE

Inversion par déformation graduelle

5.1 Introduction

Une étude réservoir a pour objectif final la création d'un modèle nous permettant de prédire dans le futur le comportement du réservoir au cours de sa production. Pour prédire les propriétés pétrophysiques qui nous permettront de faire cette simulation, nous cherchons à intégrer autant d'information que possible dans le réservoir.

Les méthodes traditionnelles de simulation réservoir créent un modèle de lithotype (environnement + faciès géologiques + propriétés pétrophysiques) :

- par des techniques "objet" : processus booléens, modélisation d'objets longs, processus génétiques ;
- par des techniques "pixel" : simulations gaussiennes, simulation d'indicateur, statistiques multipoints.

Les modèles réservoirs résultants de ces processus sont conditionnés aux puits, mais latéralement, nous n'avons aucune certitude sur leur validité.

Les méthodes traditionnelles de caractérisation réservoir font appels aux données sismiques pour contraindre le réservoir. Les données sismiques sont la seule source d'information qui couvre l'intégralité du réservoir. Elles sont l'expression des contrastes des propriétés pétroélastiques aux limites des couches géologiques. Les valeurs réelles des propriétés ne sont donc pas connues dans l'absolue. Un second problème est que les attributs dérivés des données sismiques sont à une échelle différente de celle du réservoir, et il faut donc soit effectuer un changement d'échelle de ces attributs (*upscaling*), avec tous les problèmes associés à ce changement d'échelle (Ringrose 2007), soit simuler les propriétés réservoirs en se servant des attributs comme variables secondaires.

Nous proposons une nouvelle méthode d'inversion à mi-chemin entre les disciplines *simulation réservoir* et *caractérisation sismique du réservoir*. Ce processus d'inversion permet de générer des attributs sismiques directement à l'échelle réservoir. Il est basé sur le couplage de deux techniques :

- les déformations graduelles, pour la génération de réalisations géostatistiques d'attributs ;
- la modélisation sismique, pour l'optimisation à partir des données sismiques.

Le processus d'inversion proposé suit le schéma suivant :

1. Combinaisons des réalisations de propriétés suivant le principe de fonctionnement des déformations graduelles

2. Introduction de l'information géologique fournie par les données de puits comme contraintes
3. Création d'un volume sismique synthétique à partir des nouvelles réalisations
4. Minimisation de la fonction coût basée sur les volumes sismiques réels et synthétiques
5. Itération jusqu'à satisfaction.

Ce schéma de fonctionnement est illustré sur la figure 5.1.1. Il diffère des inversions traditionnelles dans le sens où la simulation des propriétés se fait directement à l'échelle réservoir, et que la comparaison se fait à l'échelle sismique (Neau *et al.* 2008).

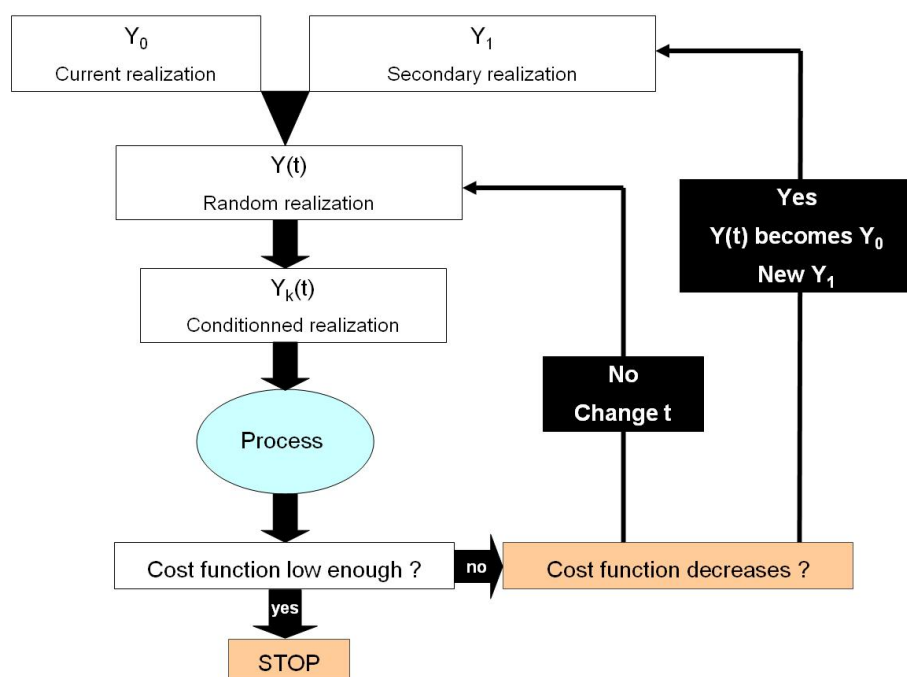


FIG. 5.1.1 – Schéma de fonctionnement des déformations graduelles.

5.2 Principe de fonctionnement des déformations graduelles

Les simulations géostatistiques nous fournissent de multiples réalisations de propriétés réservoirs qui reproduisent les statistiques obtenues des données disponibles, mais dans la plupart des cas, elles ne reflètent pas la réalité de ces données. Par exemple, les statistiques des propriétés d'un chenal n'assureront pas la reproduction de la forme du chenal dans une simulation.

Traditionnellement, le réservoir est ajusté sur la base des données de production par des méthodes sophistiquées de calage historique (*history matching*). La création des modèles réservoirs pour ce processus est basée principalement sur deux types de méthodes. La première consiste à construire des réalisations de modèles conditionnées aux observations en utilisant par exemple la méthode de Monte Carlo et Chaînes de Markov. Mais cette approche est coûteuse en temps de calcul. Une autre approche est basée sur des méthodes qui utilisent un nombre limité de paramètres pour calibrer les modèles aux données observées, comme par exemple la méthode des points pilotes. Mais ce genre d'approche ne fonctionne pas pour des problèmes de dimension élevée comme une grille réservoir.

Les déformations graduelles ont donc été développées pour dépasser les problèmes de temps d'exécution d'une part, et la dimension du réservoir d'autre part. Les déformations graduelles sont donc d'un outil capable de modifier les réalisations de propriétés réservoirs, tout en maintenant les contraintes aux données géologiques et en reproduisant un comportement connu (les données dynamiques pour l'utilisation courante des déformations graduelles, les données sismiques dans l'application décrite ici), tout en ayant un temps d'exécution raisonnable, et s'appliquant à tous types de modèles, quelle que soit sa taille. En utilisant un mécanisme simple de perturbation des réalisations, la méthode des déformations graduelles cherche dans l'espace du modèle a priori les solutions qui honorent les données que l'on veut inverser. Ce mécanisme assure le respect des statistiques du modèle (Caers 2007).

5.2.1 Formulation de base

Les déformations graduelles sont donc une méthode de reparamétrisation géostatistique, dont l'hypothèse de base est de considérer le réservoir comme un processus spatio-temporel. Plusieurs formulations existent mais elles s'appuient toutes sur l'idée suivante : *"la somme de deux fonctions aléatoires gaussiennes est une fonction aléatoire gaussienne"* (Hu 2000) formulée par :

$$Y(t) = Y_0.\cos(t) + Y_1.\sin(t) \quad (5.1)$$

avec Y la réalisation optimale, Y_0 la réalisation initiale, Y_1 la réalisation secondaire et t le coefficient de déformation graduelle.

Cette combinaison linéaire conserve le comportement gaussien des éléments Y , Y_0 et Y_1 de l'équation. Y_0 et Y_1 sont définies comme des réalisations ayant des statistiques similaires (moyenne et covariance). En faisant varier le paramètre t tel que $t \in D = [0 ; \frac{\pi}{2}]$, nous générons une chaîne continue de réalisations allant de Y_0 (quand $t = 0$) à Y_1 (quand $t = \frac{\pi}{2}$), se déformant graduellement de l'une à l'autre pour des valeurs intermédiaires, tel que montré sur la figure 5.2.1. Une fois que cette chaîne de réalisations est disponible, on minimise une fonction coût en fonction du paramètre t .

Comme évoqué dans le schéma 5.1.1, cette procédure est appliquée de manière itérative pour permettre de diminuer la fonction coût à un niveau satisfaisant. Ceci nous donne l'équation suivante :

$$Y_n(t) = Y_{n-1}.\cos(t) + U_n.\sin(t) \quad (5.2)$$

avec Y_n la réalisation optimale à l'itération n , Y_{n-1} la réalisation optimale de l'étape précédente et U_n la réalisation secondaire de l'itération n .

Les méthodes statistiques sont largement utilisées pour modéliser des propriétés réservoirs distribuées dans l'espace. Dans de nombreux cas, il n'y a pas suffisamment de données pour en déduire avec précision les paramètres structuraux d'un modèle stochastique. Ces paramètres, qui définissent la géométrie des corps, sont souvent exprimés par des distributions a priori et des variogrammes. La simulation doit donc inclure un paramètre sur lequel repose tout cet aspect structural, découplé de la simulation de la distribution de la propriété. Prenons L l'opérateur covariance et X un bruit blanc gaussien standard. On a alors :

$$Y_n = L[X_n] \quad (5.3)$$

Ceci nous donne une réalisation gaussienne Y dont la covariance impose la structure spatiale de la réalisation. Appliqué à la formulation des déformations graduelles, nous avons :

$$Y_n(L, t) = L[X_n(t)] = L[Y_{n-1} \cdot \cos(t) + U_n \cdot \sin(t)] \quad (5.4)$$

Sous cette forme, on peut donc appliquer les déformations graduelles sur les réalisations tout en modifiant la fonction de covariance (voir figure 5.2.1). Cette formulation correspond aux déformations graduelles structurales.

Dans d'autres cas, il peut être utile de ne modifier qu'une partie du modèle réservoir. En effet, pour un réservoir déjà étudié, des changements locaux, liés à des données récemment acquises, peuvent s'avérer nécessaires. Reprendre l'étude du réservoir depuis le début serait long et fastidieux, et le fait de réajuster une zone par le processus global pourrait dégrader la qualité d'une autre zone. Il existe une formulation des déformations graduelles qui permet d'appliquer des modifications locales dans le modèle réservoir. Ces modifications ne peuvent s'appliquer que si la réalisation secondaire prend elle-même en compte l'aspect local de la modification.

Ravalec-Dupin *et al.* 2000 ont donc proposé une formulation particulière de simulation FFT, appelée FFTMA (pour Fast Fourier Transform Moving Average). Cette formulation permet de considérer X le bruit blanc de tout le modèle réservoir par $\{X_1, \dots, X_n\}$ la partition de X en n zones indépendantes. Chaque zone peut donc être manipulée individuellement. Il se pose alors un problème de continuité spatiale entre les zones. Mais les déformations graduelles locales s'appliquent uniquement sur le champ de bruit blanc. Ainsi, en appliquant la fonction de covariance, sur le bruit blanc modifié, la continuité spatiale de la propriété est préservée (comme montré sur la figure 5.2.1).

5.2.2 Génération des réalisations secondaires

Le processus de déformation graduelle nécessite de générer une réalisation secondaire complémentaire indépendante de la réalisation initiale, mais ayant les mêmes statistiques (moyenne, variance, covariance).

Hu *et al.* 1999 ont comparé plusieurs méthodes de simulation géostatistiques pour obtenir ces réalisations secondaires. L'applicabilité des méthodes comparées est focalisée sur l'utilisation des trois formulations des déformations graduelles. Mais seule une méthode retient l'attention : la Transformée de Fourier Rapide en Moyenne Mobile (FFTMA). Cette méthode de simulation est retenue pour sa rapidité, son aptitude à découpler la génération des nombres aléatoires et les paramètres structuraux et sa capacité à découper le modèle réservoir en zone.

Cette méthode est basée sur le principe de génération de champs aléatoires gaussiens par méthode spectrale (voir Li and Kareem 1991 et Ruan and McLaughlin 1998). La formulation est brièvement rappelée ci-après.

La méthode de moyenne mobile permet de générer des réalisations gaussiennes y de moyenne μ et covariance C , considérée comme une matrice. La réalisation y est obtenue par :

$$y = \mu + g \otimes z \quad (5.5)$$

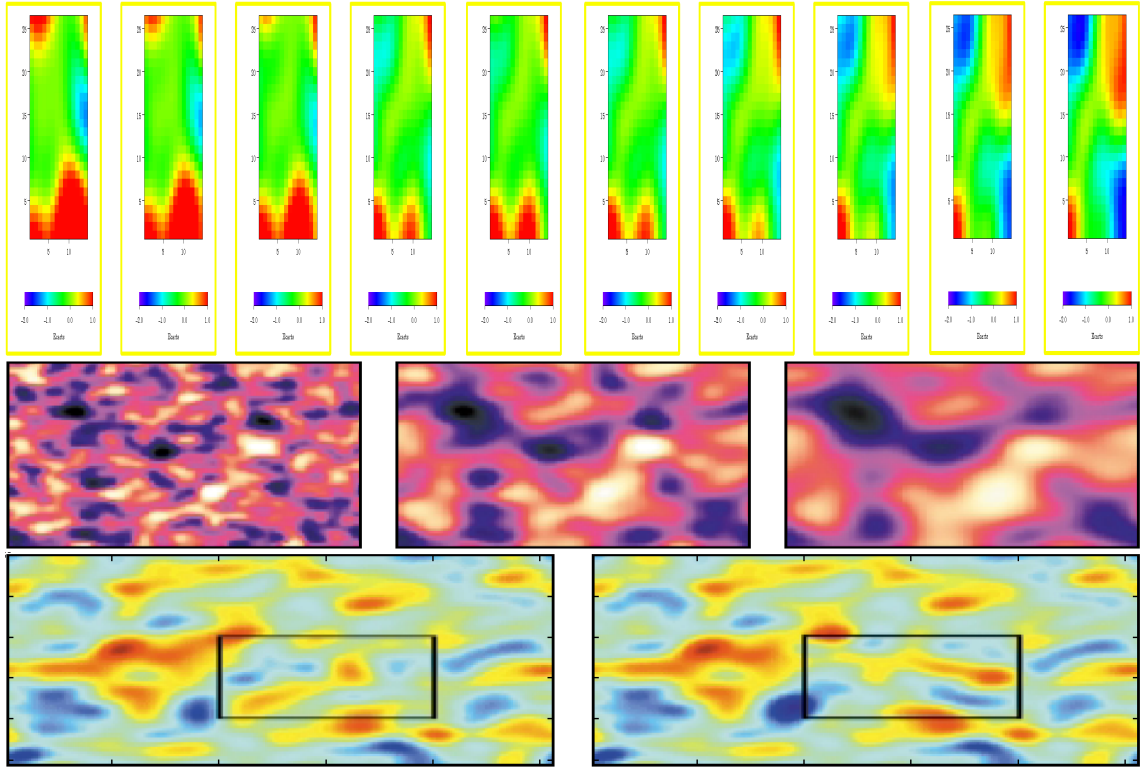


FIG. 5.2.1 – Les différentes formulations des déformations graduelles. Les images du haut montrent une chaîne de réalisation réservoir à partir de l'équation de base des déformations graduelles. Au milieu, la formulation des déformations graduelles structurales (la covariance change, mais pas la distribution de la propriété). Les images du bas montrent la formulation locale (seule une petite partie du réservoir est réévaluée). De Hu *et al.* 1999.

z est un bruit blanc gaussien et g vient de la covariance par $C = g \otimes \tilde{g}$ avec $\tilde{g}(x) = g(-x)$. g étant une fonction analytique complexe, nous passons dans le domaine spectral pour que le produit de convolution se simplifie en produit de multiplication.

C'est le cas de la méthode développée par Ravalec-Dupin *et al.* 2000 et appelée Transformée de Fourier (TF) Rapide à Moyenne Mobile (ou Fast Fourier Transform - Moving Average : FFT-MA). Cette méthode fait le calcul $y = \mu + g \otimes z$ dans le domaine spectral, ce qui a comme premier avantage de transformer le produit de convolution en simple multiplication, soit : $TF(g \otimes z) = G.Z$. La forme générale de la matrice de covariance est :

$$C(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} S(f).e^{2i\pi f x} df \quad (5.6)$$

Et sa transformée inverse :

$$S(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} C(x).e^{-2i\pi f x} dx \quad (5.7)$$

Avec $S(f)$ le spectre de $C(x)$, f la fréquence et i le module complexe.

Si l'on pose $Y = TF(y - \mu)$ ainsi que $Y(f) = Y$ et $Y(\acute{f}) = \acute{Y}$, $\forall f$ et \acute{f} , alors la moyenne

de la variance de Y est :

$$E[Y\bar{Y}] = E[G.\bar{G}.Z.\bar{Z}] = G.\bar{G} \quad (5.8)$$

L'espérance mathématique d'un bruit blanc est zéro. De plus, le théorème d'orthogonalité permet de dire :

$$E[Y\bar{Y}] = 0 \quad \text{si } f \neq \acute{f} \quad (5.9)$$

$$E[Y\bar{Y}] = G.\bar{G} \quad \text{si } f = \acute{f} \quad (5.10)$$

Si l'on souhaite générer un processus de la taille $N * dx$ (N le nombre de points, dx le pas d'échantillonnage), alors :

$$S(f) = dx \sum_{x=1}^N C(x) * e^{-2i\pi \frac{x f}{N}} \quad (5.11)$$

Par la relation précédente, on a :

$$S(f) = \frac{1}{dx} . G(f) . \bar{G} \quad (5.12)$$

et G est choisi tel que :

$$G(f) = \sqrt{dx . S(f)} \quad (5.13)$$

Cette formulation est justifiée par le fait que la transformée de Fourier d'une convolution est le produit des transformées de Fourier, et que le spectre de la fonction de covariance est réel, positif et symétrique.

Pour générer la réalisation gaussienne, il faut procéder suivant les étapes décrites dans le tableau 5.1.

- 1 Construire la fonction de covariance C (en se servant du variogramme)
- 2 Générer le bruit blanc z
- 3 Calculer les TF de C et z pour obtenir S et Z
- 4 Dérivée G de S
- 5 Faire le produit $G.Z$
- 6 Faire la TF inverse de $G.Z$, pour obtenir $g \otimes z$
- 7 Dérivée y par l'équation 5.5

TAB. 5.1 – Etapes permettant la construction d'une réalisation gaussienne par la méthode de simulation FFT-MA.

Autres avantages de la méthode, la simulation FFT-MA permet de faire un grand nombre de réalisations pour un coût de calcul très faible. La covariance peut être calculée une fois pour toutes et l'on peut générer autant de réalisations de bruit blanc que l'on souhaite.

5.2.3 Conditionnement aux données de puits

Les réalisations générées par les FFT ne reproduisent pas les données de contraintes telles que les logs de puits. Ces réalisations sont donc non conditionnelles. Des techniques de krigeage sont utilisées pour modifier les réalisations et les contraindre aux données de puits. En supposant n données connues en n points et Y une réalisation obtenue par déformations

graduelles, Y est conditionnée aux données par la relation suivante (Chiles and Delfiner 1999) :

$$Y_c(u) = Y_{dk}(u) + [Y(u) - Y_k(u)] \quad (5.14)$$

avec u le point objectif, Y_c la réalisation conditionnée, Y_{dk} l'estimation par krigeage des données connues et Y_k l'estimation par krigeage de la réalisation non conditionnée. Les estimations par krigeage X_k sont réalisées par :

$$X_k(u) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(u) X(u_i) \quad (5.15)$$

avec λ_i le poids associés à chaque point de données u_i , que l'on dérive de $C\lambda = B$, où C est l'opérateur covariance (le même que celui utilisé pour les déformations graduelles) et B est un vecteur de corrélation spatiale entre la valeur à estimer en u et l'observation aux point u_i . Cette formulation nous permet de ramener la réalisation non conditionnelle à zéro et d'ajouter ensuite les données connues, tout en respectant la structure spatiale (voir figure 5.2.2).

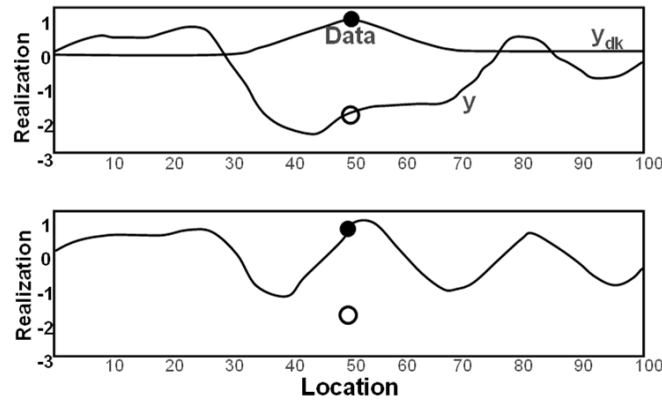


FIG. 5.2.2 – Principe du krigeage des réalisations non conditionnées dans le processus des déformations graduelles. La ligne 1 représente la simulation non-conditionnée avec le point de données et l'estimation par krigeage du point ; la ligne 2 montre la simulation conditionnée.

5.3 Optimisation et itération du processus

Le processus complet d'inversion par déformation graduelle est basé sur un schéma itératif implémenté à partir de l'équation 5.2 pour que la fonction coût puisse décroître jusqu'à un niveau jugé satisfaisant. Nous regardons maintenant comment la fonction coût est optimisée par itération.

5.3.1 Optimisation dans l'espace de recherche

L'équation 5.2 s'apparente à la recherche d'un point optimum dans un espace de dimension N (la dimension du modèle réservoir en nombre de cellule). Comme le montre Hu and Ravalec-Dupin 2004, la chaîne de réalisations construite en faisant varier t explore le domaine d'existence de la propriétés à simuler. La chaîne de réalisations décrit donc une

hyperellipse de dimension N .

Pour illustrer ce phénomène, prenons un exemple de modèle réservoir à deux cellules, avec Y_1 la réalisation initiale et Y_2 la réalisation secondaire, de moyenne Y_0 et covariance identiques :

$$Y_1 = \begin{Bmatrix} a_1 \\ b_1 \end{Bmatrix}, \quad Y_2 = \begin{Bmatrix} a_2 \\ b_2 \end{Bmatrix} \quad (5.16)$$

Le principe de déformation graduelle nous donne :

$$Y_3(t) = Y_1.\cos(t) + Y_2.\sin(t) \quad (5.17)$$

$$\begin{Bmatrix} a_3(t) \\ b_3(t) \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} a_1 \\ b_1 \end{Bmatrix} \cos(t) + \begin{Bmatrix} a_2 \\ b_2 \end{Bmatrix} \sin(t) \quad (5.18)$$

Cette équation s'apparente à la paramétrisation cartésienne d'une ellipse en deux dimensions :

$$\begin{cases} x = \alpha.\cos(t) \\ y = \beta.\sin(t) \end{cases} \quad (5.19)$$

Cela signifie que Y_1 , Y_2 et Y_3 sont des points de cette ellipse, et que, en faisant varier t , alors Y_1 , Y_2 et Y_3 se déplace le long de l'ellipse (voir figure 5.3.1). L'ellipse ne décrit qu'une petite partie de l'espace de recherche. Il est donc peu probable que la solution se trouve sur cette ellipse. Le processus d'optimisation doit donc être répété. Cela revient à créer une suite d'ellipses reliées les unes aux autres par la réalisation optimale de chaque itération (qui devient la réalisation initiale de l'itération suivante), et qui converge vers un point de l'espace qui correspond à la solution. La représentation en deux dimensions de ce phénomène est illustrée sur la figure 5.3.1.

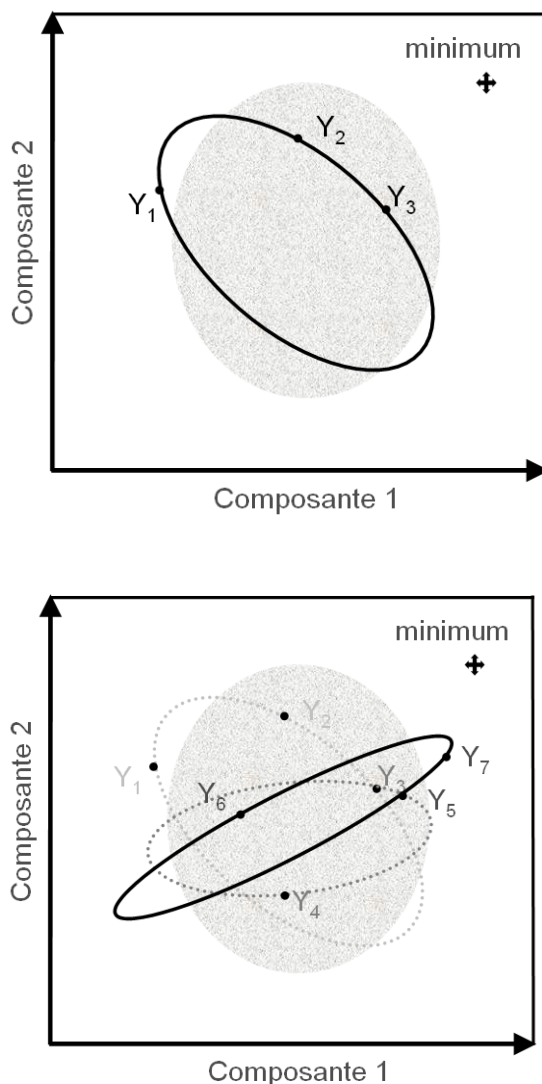


FIG. 5.3.1 – Itérations 1 et 3 d'un processus par déformations graduelles. A l'itération 1, l'ellipse représente la chaîne de réalisations produite en combinant Y_1 et Y_2 sur l'exemple d'une grille réservoir à deux cellules. Le nuage de points correspond à la loi de distribution de la propriété. Y_3 représente la combinaison dont la fonction coût est la plus faible pour cette itération. La croix indique le minimum global de la fonction coût. A l'itération 2, Y_3 et Y_4 donnent Y_5 . A l'itération 3, Y_5 et Y_6 donnent Y_7 .

5.3.2 Données sismiques synthétiques et comparaison aux données réelles

La convergence de tout processus d'inversion dépend de la capacité de ce processus à retrouver l'une des solutions possibles, c'est-à-dire à diminuer une fonction coût basée sur la comparaison entre données simulées et données réelles. L'utilisation habituelle des déformations graduelles s'applique à la simulation de l'écoulement des fluides pour recréer une courbe de production du réservoir. L'utilisation que nous mettons en avant ici simule un volume sismique synthétique que l'on compare aux données sismiques réelles. À partir de la grille réservoir et de ses propriétés, nous générons cette sismique synthétique

tel que cela a été décrit dans le chapitre 3 page 43. La grille réservoir est tout d'abord ré-échantillonnée latéralement à l'échelle sismique, en créant un voxel, c'est-à-dire un ensemble de pseudo-puits à chaque noeud du maillage sismique. Il n'est nécessaire de réaliser cette opération qu'une seule fois pour tout le processus d'inversion par déformations graduelles puisque la structure du réservoir n'est pas remise en cause. Les propriétés du réservoir sont ensuite récupérées le long de chaque pseudo-puits, sans changement d'échelle. Ceci sera répété pour chaque itération, après combinaison et conditionnement des réalisations. Les coefficients de réflexion sont alors calculés, puis convolués avec une ondelette pour obtenir les traces sismiques. Le volume ainsi obtenu peut maintenant être comparé aux données réelles. Nous utilisons pour cela une fonction coût basée sur une norme L2 quantifiant les écarts entre données réelles et synthétiques pour chaque échantillon.

$$F(t) = \frac{1}{2} \times \left[d^{sim}(t) - d^{obs} \right]^2 \quad (5.20)$$

Cette fonction coût est minimisée en respect du paramètre de combinaison t par une méthode de recherche directe. Une grille réservoir est constituée de plusieurs milliers (voir millions) de cellules. L'optimisation d'un problème d'inversion sur la grille réservoir devrait donc dépendre de la performance de chaque cellule. Le fait d'optimiser uniquement sur t nous permet de réduire un problème à N dimensions à un problème à une dimension.

5.3.3 Itération

Comme vu sur le schéma 5.1.1, il existe deux plans d'itération dans le processus d'inversion par déformation graduelle.

L'itération sur t

Le paramètre t est défini sur $[0 ; 2\pi]$, car la loi de déformation est périodique : pour $t = 0$, la réalisation optimale est égale à la réalisation initiale ; pour $t = \frac{\pi}{2}$, la réalisation optimale est égale à la réalisation secondaire. Il est impossible de simuler cet intervalle en continu dans les déformations graduelles. Il faut donc discrétiser l'intervalle tel que $t = c \times 2\pi$ avec $c = [0 ; 1]$. Pour une réalisation initiale et une réalisation secondaire données, on peut donc obtenir plusieurs réalisations optimales différentes, donc plusieurs valeurs de la fonction coût dont le comportement-type est montré sur le graphe 5.3.2. Ils existent donc des minima locaux et un minimum global. Tant que ce dernier n'est pas identifié, il faut changer la valeur de t dans la combinaison des réalisations. À chaque itération, les déformations graduelles améliorent ou au moins maintiennent l'ajustement aux données réelles.

L'itération globale

Lorsque le minimum global de la fonction coût est trouvé, la réalisation optimale obtenue devient la réalisation initiale de l'itération suivante. Une nouvelle réalisation secondaire est générée puis par combinaison la chaîne de réalisation est créée en fonction de t . Et le processus global recommence.

5.4 Application sur le champ Alpha

Pour valider cette méthode d'inversion, nous l'appliquons sur un modèle réservoir "pseudo-synthétique" tiré du champ Alpha, simplifié dans un souci de rapidité de test de la méthode.

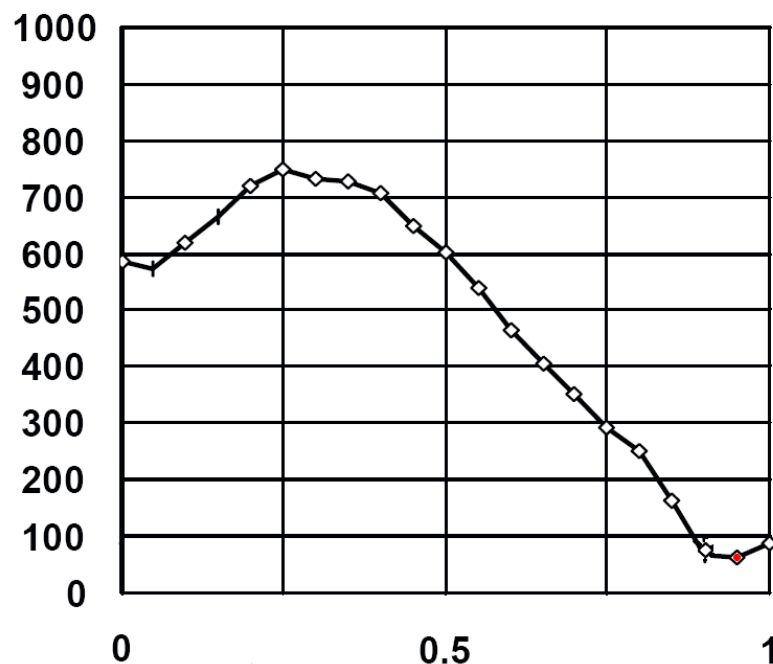


FIG. 5.3.2 – Comportement type de la fonction coût pendant une itération donnée, en fonction de c . En $c = 0$, nous avons la réalisation initiale, en $c = 1$ la réalisation secondaire. En $c = 0.05$, on note un minima local de la fonction coût et en $c = 0.95$, le minima global (en rouge) qui correspond à la réalisation optimale de l'itération.

5.4.1 Le modèle initial

Une petite grille réservoir est extraite du modèle original, en prenant soin que cette mini grille contienne le puits. Nous faisons le choix d'extraire cette mini grille avec une faible dimension latérale, et la dimension verticale complète de la grille d'origine, soit $26 \times 26 \times 113 = 76388$ cellules. Le puits traverse cette grille, ce qui nous donne, pour chaque couche du modèle, un point de conditionnement par couche (voir figure 5.4.1).

Au lieu de réaliser une inversion en impédance, nous faisons une inversion en vitesse P et densité pour voir la capacité de l'inversion par déformations graduelles à récupérer ces propriétés. Le modèle initial (Y_0 dans la formulation de base) est généré à partir de l'interprétation géologique du champ Alpha : des faciès ont été reportés dans la grille réservoir, et à l'aide du modèle pétroélastique, nous créons les propriétés vitesse P et densité. Nous calculons les lois d'enfouissement pour les logs de chaque propriété (densité, vitesse P) et pour chaque faciès (voir figure 5.4.2). Ces lois sont ensuite appliquées pour toute la grille réservoir.

La figure 5.4.3 montrent trois couches du réservoir pour la vitesse P (notée V_p). Les histogrammes de ces propriétés initiales en figure 5.4.4 servent à passer dans le domaine gaussien par anamorphose. La sismique " initiale", créée à partir de ces propriétés, est montrée en figure 5.4.16. On peut remarquer que les données synthétiques du modèle initial ressemblent peu à de la sismique. À l'exception de la trajectoire du puits sur lequel le modèle pétroélastique s'appuie, le modèle est très peu réaliste et montre un manque flagrant de variabilité dans les propriétés associées aux argiles.

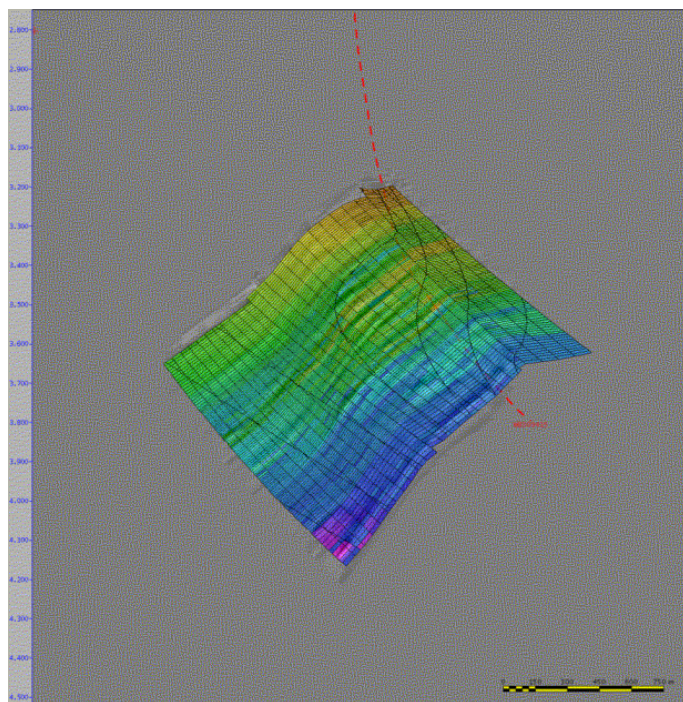


FIG. 5.4.1 – Section de la grille réservoir pour la validation de la méthode d'inversion par déformations graduelles. La propriété illustrée est la vitesse P du modèle initial. La trajectoire du puits est signalée en rouge.

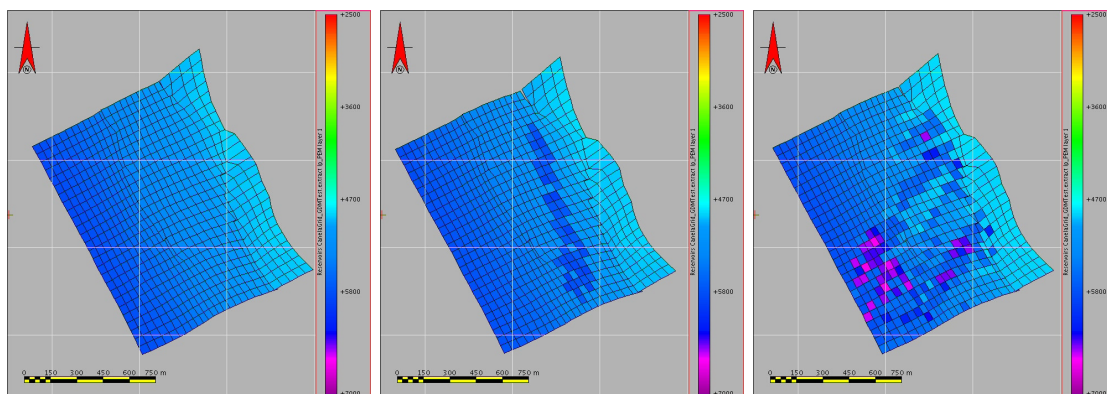


FIG. 5.4.3 – Vitesse P du modèle initial sur trois couches différentes dans le modèle réservoir.

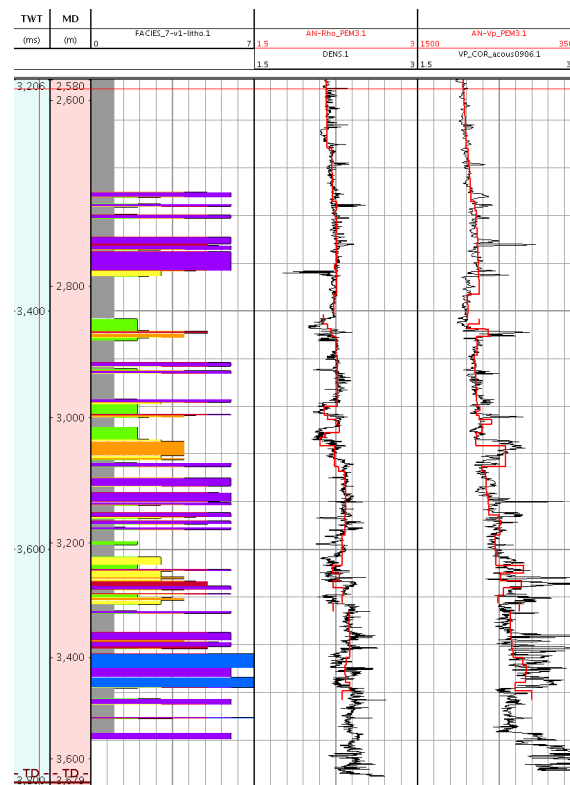


FIG. 5.4.2 – Application du PEM à l'échelle log : pour chaque faciès (colonne 1) et pour chaque log, on extrait les lois d'enfouissement. Les logs calculés, à l'échelle réservoir, reproduisent les logs initiaux.

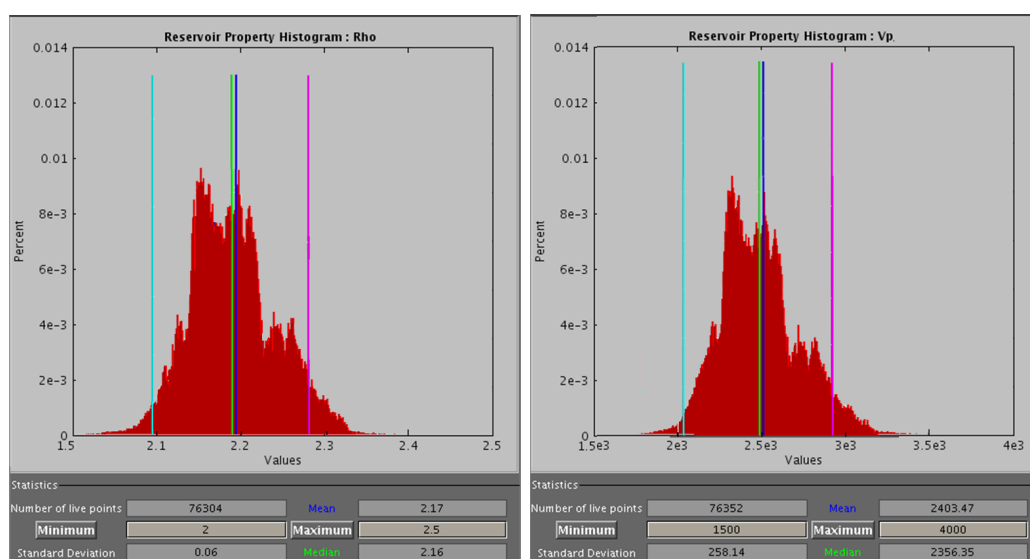


FIG. 5.4.4 – Histogrammes de la densité (à gauche) et de la vitesse P (à droite) du modèle initial.

5.4.2 Le modèle réel

Au chapitre 4, une inversion géostatistique a été réalisée sur le champ Alpha, nous donnant des impédances avec une résolution verticale très fine. Ces résultats d'impédances sont upscalés dans la grille réservoir (*upscaling*) et nous serviront de solution à ce test de validation de l'inversion par déformations graduelles. Comme l'inversion doit être réalisée en vitesse P et densité, l'impédance est décomposée en une vitesse P réelle et une densité réelle par la loi de Gardner *et al.* 1974 pour des lithologies sables et argiles.

Lithologie	d	f	Intervalle V_p (km/s)
Shale	1,75	0,265	1,5-5,0
Sandstone	1,66	0,261	1,5-6,0
Limestone	1,50	0,225	3,5-6,4
Dolomite	1,74	0,252	4,5-7,1
Anhydrite	2,19	0,160	4,6-7,4

TAB. 5.2 – Relations $V_p - \rho$ de Gardner par lithologies pour l'équation $\rho = dV_p^f$. Les unités sont km/s et g/cm³

Les propriétés obtenues sont montrés en figure 5.4.5 et leurs histogrammes sur la figure 5.4.6. À partir de ces propriétés "réelles", nous simulons le volume sismique qui servira de contrainte pour le processus d'inversion.

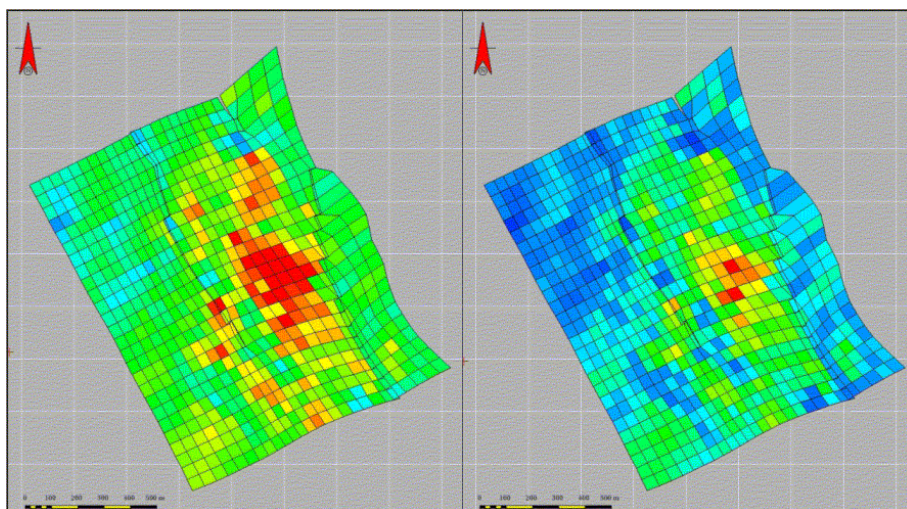


FIG. 5.4.5 – Densité (à gauche) et vitesse P (à droite) réelles sur la couche 51 du modèle réservoir.

5.4.3 Paramétrisation de l'inversion par déformations graduelles

L'anamorphose

Les statistiques des propriétés des modèles initiaux, finaux et des données de puits montrent des distributions non-gaussiennes. Or, les déformations graduelles ne s'appliquent que pour des propriétés gaussiennes. Il est donc nécessaire dans le processus d'inversion de passer dans le domaine gaussien par une anamorphose.

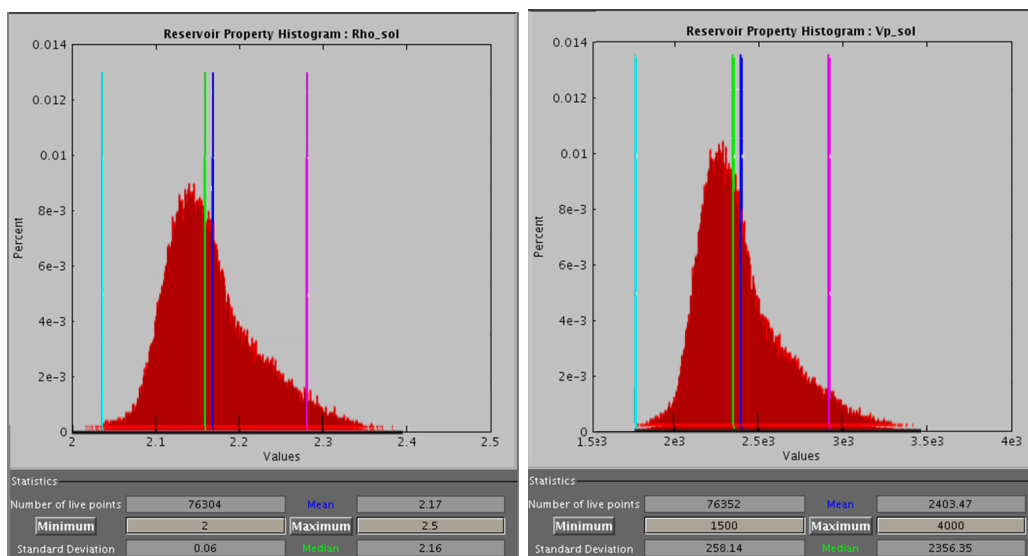


FIG. 5.4.6 – Histogrammes de la densité (à gauche) et vitesse P (à droite) du modèle réelle.

Le processus consiste à déformer l'histogramme de la propriété en un histogramme gaussien centré réduit. Sur les histogrammes cumulés ($F(x)$ pour le CDF des données réelles, $G(y)$ pour le CDF gaussien), il s'agit d'associer à chaque valeur x la valeur y gaussienne correspondant à la même fréquence cumulée (cf. figure 5.4.7).

$$y = G^{-1} [F(x)] \quad (5.21)$$

L'anamorphose n'altère pas les caractéristiques spatiales des données, telles que les relations d'enfouissement. Cependant, si l'on simule des valeurs sortant de l'intervalle de départ, la transformation inverse ne peut se faire directement car nous ne connaissons pas la relation correcte entre les CDF. Ce problème est généralement résolu en faisant des hypothèses sur le comportement de la propriété aux limites de la distribution, telles que des extrapolations linéaires.

Dans notre procédure, seule la réalisation initiale doit être transformée en données gaussiennes. Après combinaison avec la réalisation secondaire (qui elle est gaussienne par construction avec les FFT), on retourne dans le domaine expérimental, puis on conditionne la réalisation optimale aux données de puits.

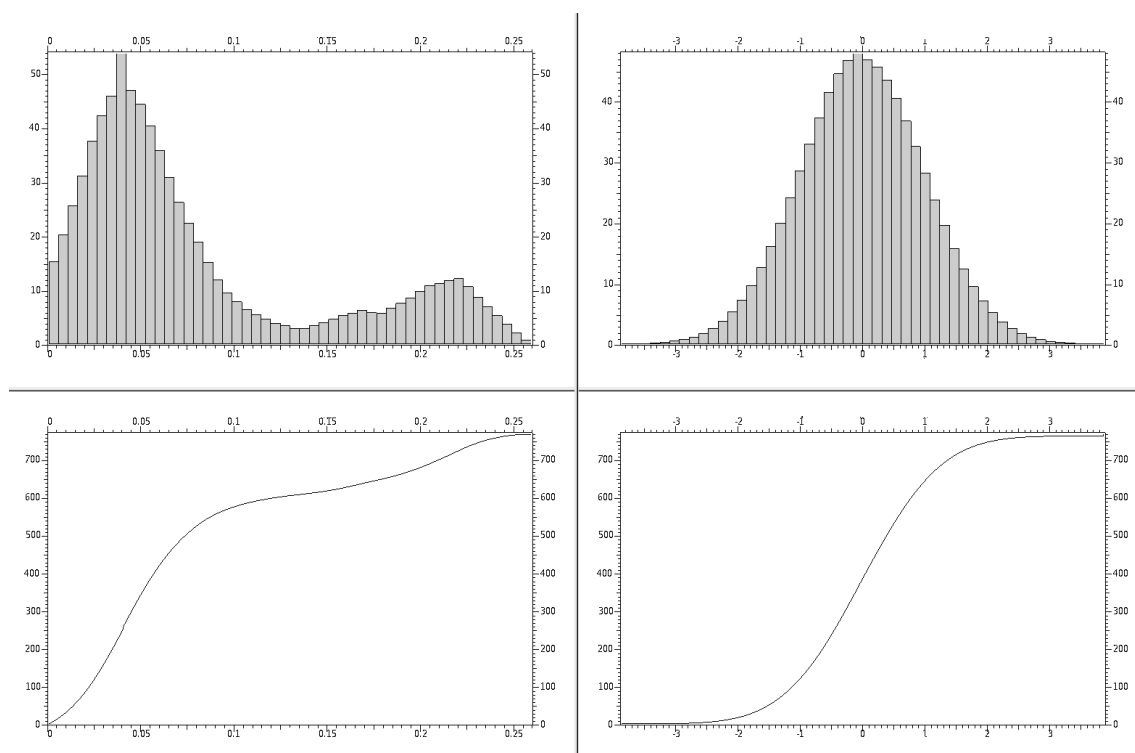


FIG. 5.4.7 – Processus de l'anamorphose. A gauche : Porosité brute (en haut, histogramme ; en bas, la fréquence cumulée). A droite : Porosité transformée par anamorphose (en haut, histogramme gaussien ; en bas, la fréquence cumulée gaussienne).

Le comportement spatial des réalisations

Pour la génération de la réalisation secondaire à combiner avec la réalisation initiale, nous avons vu qu'il fallait définir une fonction de covariance pour définir le comportement spatial des propriétés. Il suffit de définir un variogramme qui nous donnera la variabilité des propriétés vitesse P et densité. Nous choisissons le variogramme défini par les paramètres suivants :

- > Type : exponentiel
- > Portée :
 - $L_x = 10$ cellules
 - $L_y = 20$ cellules
 - $L_z = 2$ cellules

La simulation FFT et l'étape de conditionnement utilisent le même variogramme, pour que le principe de superposition puisse être appliqué.

Ce modèle de variogramme ne permet pas de simuler des variations à courtes échelles des propriétés. On peut donc s'attendre à la suite de l'inversion à des résidus liés à ce manque de hautes fréquences.

Les données sismiques synthétiques sont simulées comme expliqué dans le chapitre 3. Un voxet déformé est d'abord créé à partir de la grille réservoir, puis les propriétés sont transférées d'un support à l'autre. La modélisation est ensuite réalisée avec l'ondelette du champ

Alpha, en utilisant une simple technique de convolution 1D.

La grille du réservoir Alpha est définie en temps, il n'y a donc pas besoin de réaliser une conversion temps/profondeur. Si la grille avait été définie en profondeur, il aurait fallu convertir la grille en temps avec un modèle de vitesse avant d'effectuer la convolution.

5.4.4 Analyse des résultats

Performance

L'inversion par déformations graduelles est lancée sur un ordinateur à processeur X86, pour 300 itérations. Le temps d'exécution est de 5 heures au terme desquelles nous obtenons des réalisations finales en vitesse P et densité. La fonction coût calculée à chaque itération est représentée sur le graphe 5.4.8. Une diminution de 69 % de la fonction coût est visible entre les propriétés initiales et finales.

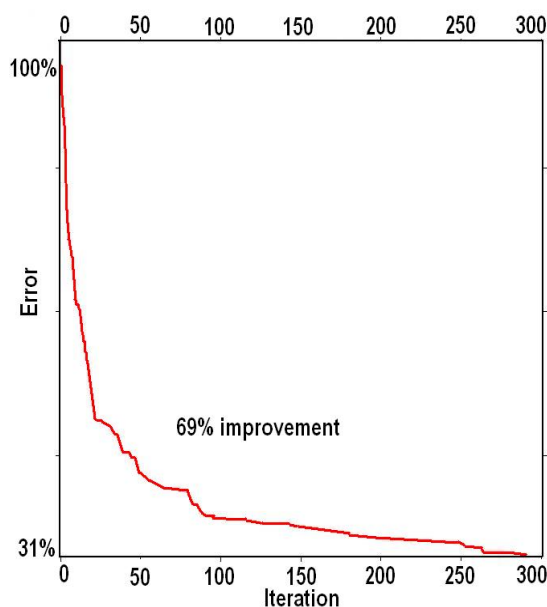


FIG. 5.4.8 – Fonction coût pour une inversion par déformations graduelles. Ici, la fonction coût est calculée sur 300 itérations. La diminution de l'erreur entre réalisations initiales et finales est de 69%.

D'autres exécutions du processus ont montré des diminutions de la fonction coût d'environ 50% (de 49 à 59%) pour seulement 100 itérations. Les résultats sont assez similaires à ceux montrés ci-après.

Réalisations réservoirs

La figure 5.4.9 en vitesse P (première ligne) et densité (deuxième ligne) et les figures 5.4.10 à 5.4.13 en impédance montrent les réalisations réservoirs pour le modèle initial (première colonne), le modèle final (deuxième colonne) et le modèle réel (dernière colonne) pour plusieurs couches du modèle réservoir. La figure 5.4.14 montre une section verticale à travers le réservoir, avec la section initiale (première colonne), la section finale (deuxième colonne) et la section réelle (troisième colonne).

Pour chacune de ces images, on peut voir que les réalisations finales s'approchent d'une version lissée de la solution. Les grandes structures sont récupérées mais pas les détails les plus fins.

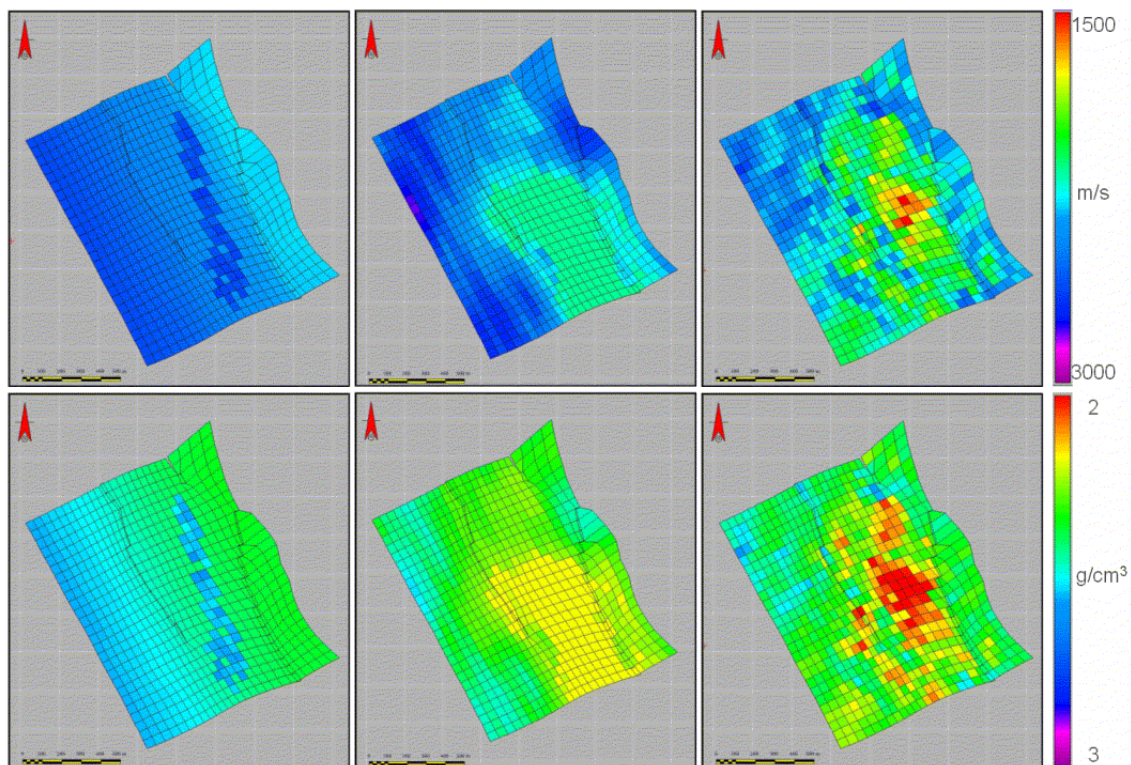


FIG. 5.4.9 – Vitesse P (première ligne) et densité (deuxième ligne) pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 51 du modèle réservoir.

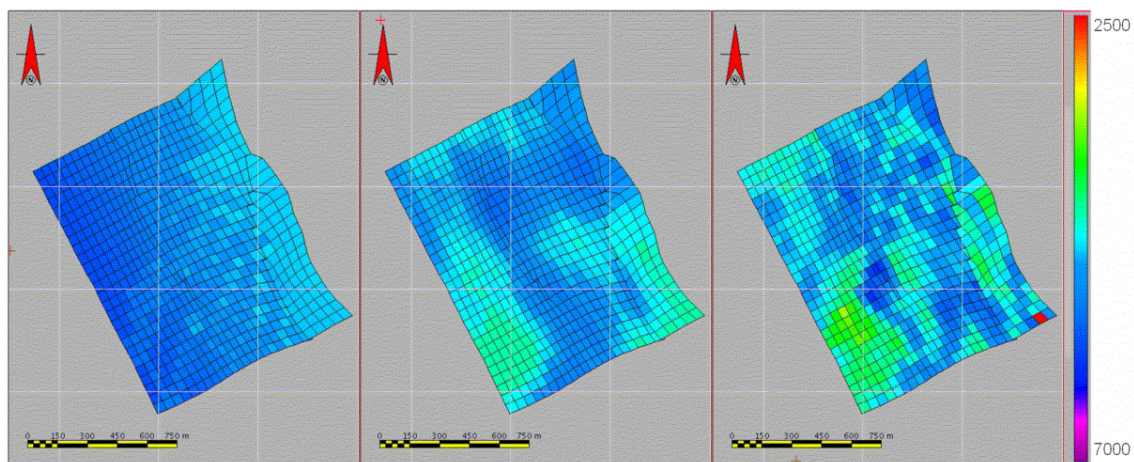


FIG. 5.4.10 – Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 20 du modèle réservoir.

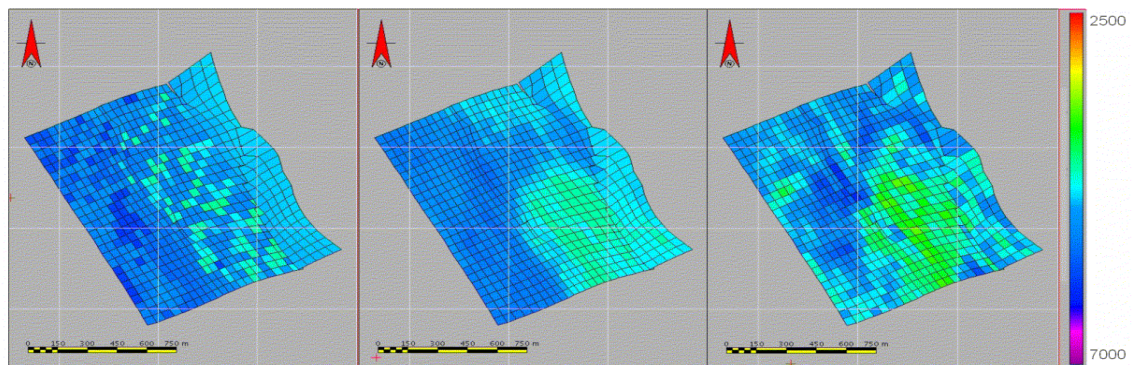


FIG. 5.4.11 – Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 40 du modèle réservoir.

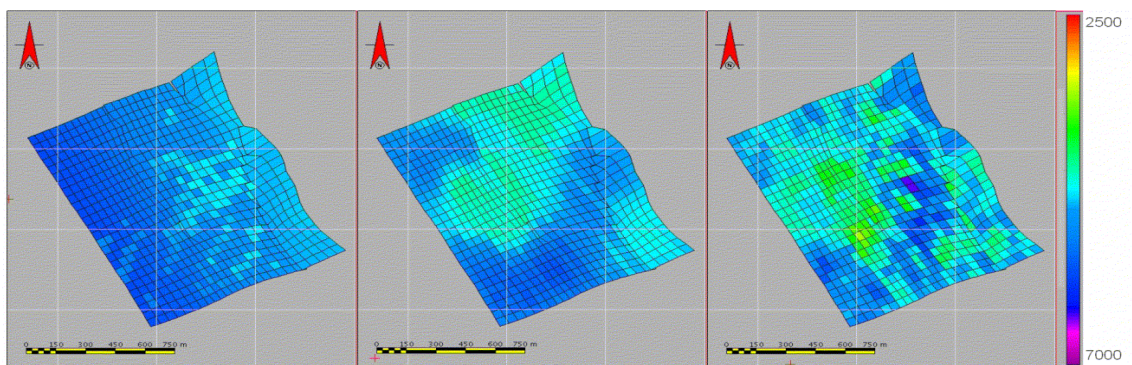


FIG. 5.4.12 – Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 50 du modèle réservoir.

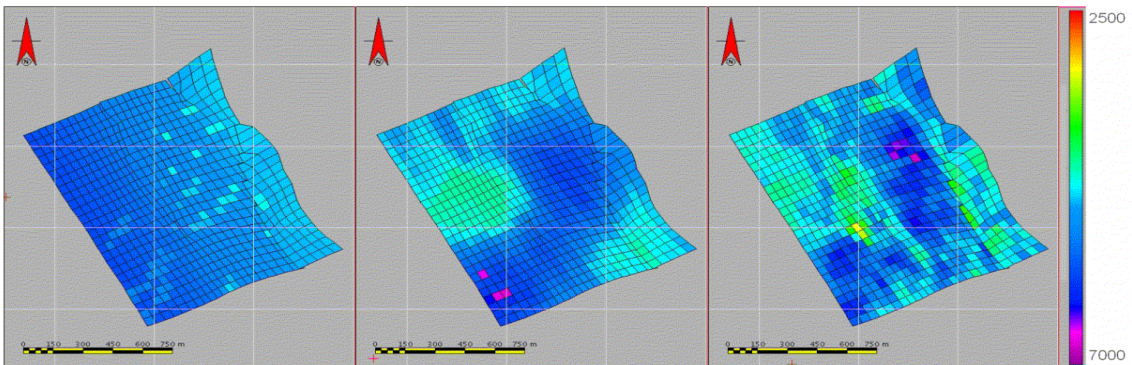


FIG. 5.4.13 – Impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 80 du modèle réservoir.

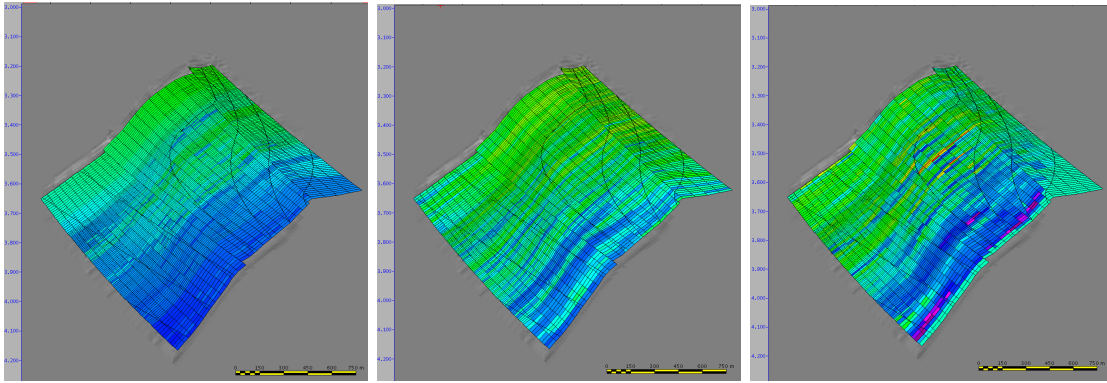


FIG. 5.4.14 – Section en vitesse P pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles.

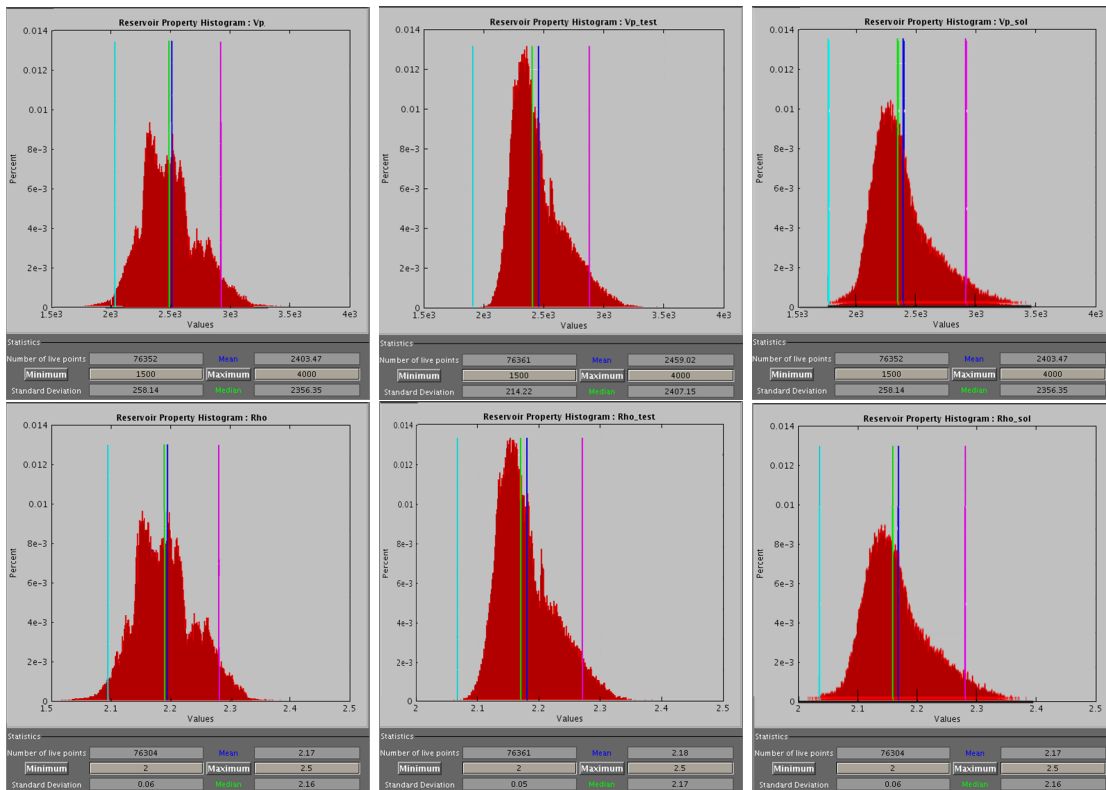


FIG. 5.4.15 – Comparaison des histogrammes initiaux, finaux et réels pour la vitesse (première ligne) et la densité (deuxième ligne).

La figure 5.4.15 montre les histogrammes des propriétés pour les réalisations initiales, finales et réelles. On peut voir que l'on se rapproche de la distribution réelle des propriétés, avec une proportion plus élevée des valeurs proches de la moyenne.

Spatialement comme statistiquement, le processus d'inversion par déformation graduelle retrouve les valeurs lissées des propriétés du réservoir.

Volumes sismiques

Maintenant nous regardons les résultats de l'inversion par déformations graduelles après transformation des réalisations en volumes sismiques. La figure 5.4.16 montre les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelle (dernière colonne), tandis que la figure 5.4.17 montre les résidus initiaux et finaux. Nous voyons que l'inversion par déformations graduelles a largement permis de restituer la sismique réelle, même si les résidus finaux ne sont pas nuls. Les amplitudes sismiques restantes correspondent aux structures fines du modèle que la méthode n'a pas su récupérer.

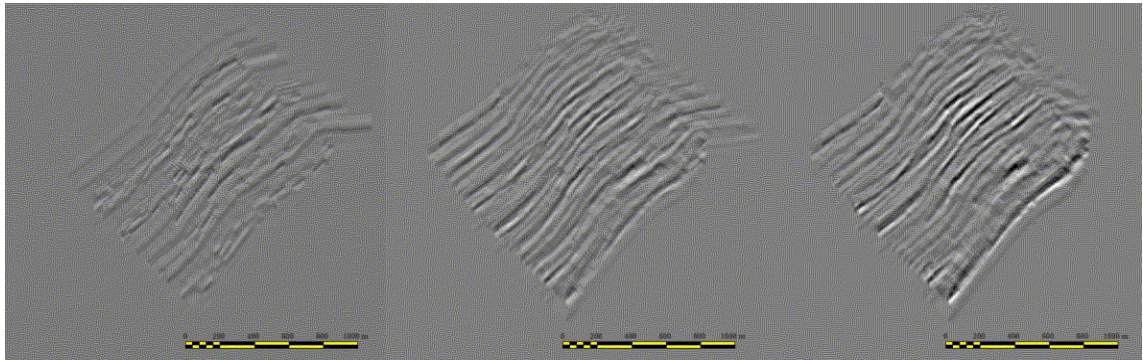


FIG. 5.4.16 – Sections sismiques avant et après le processus d'inversion par déformations graduelles, et la sismique "réelle".

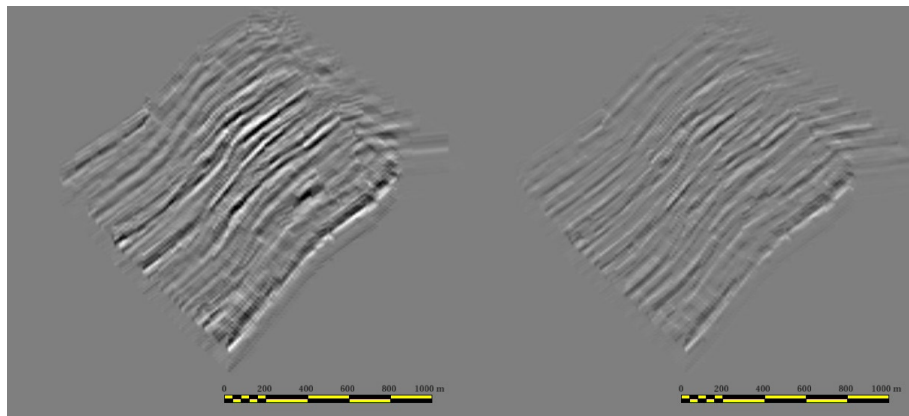


FIG. 5.4.17 – Résidus avant et après le processus d'inversion par déformations graduelles.

5.4.5 Influence du variogramme

L'implémentation de ce schéma d'inversion ne prend en compte qu'un seul variogramme pour la structure spatiale des propriétés. On a vu sur les résultats montrés dans les sections précédentes, que cela portait préjudice à la dimension des hétérogénéités détectées par le processus. Pour voir l'effet que peut avoir le variogramme sur les réalisations finales des propriétés, nous exécutons trois processus successifs de l'inversion par déformation graduelle, avec le résultat d'un processus étant la réalisation initiale du suivant. Le tableau suivant donne les paramètres principaux des simulations : nombre d'itérations, grand axe

(L_G), petit axe (L_g) et orientation (en degré) du variogramme (en nombre de cellule de la grille réservoir). La diminution de la fonction coût est également indiquée.

	Nombre d'itérations	L_G	L_g	α	Fonction Coût
Processus 1	50	20	10	90	-49,16%
Processus 2	50	10	5	45	-13,23%
Processus 3	50	6	3	135	-5,44%
Total	150	-	-	-	-58,54%

TAB. 5.3 – Paramètres des trois processus successifs d'inversion par déformation graduelle, pour évaluer l'impact du variogramme sur les résultats finaux.

A l'itération 150 du processus décrit dans les sections précédentes, la fonction coût montrait une amélioration de 60%. Pour les trois processus successifs, à l'itération 150, l'amélioration de la fonction coût est de 58,54%. On obtient donc des résultats très semblables en terme de réduction de l'erreur.

Les figures 5.4.18 à 5.4.21 montrent les réalisations obtenues avec ces trois processus successifs et les comparent aux réalisations obtenues précédemment.

Ces résultats montrent que des structures de plus petites tailles sont détectées par l'inversion, comme par exemple sur la figure 5.4.21 où l'on voit une forme fine triangulaire (entourée en rouge), alors qu'avec un seul variogramme, la réalisation ne retrouvent pas cette forme.

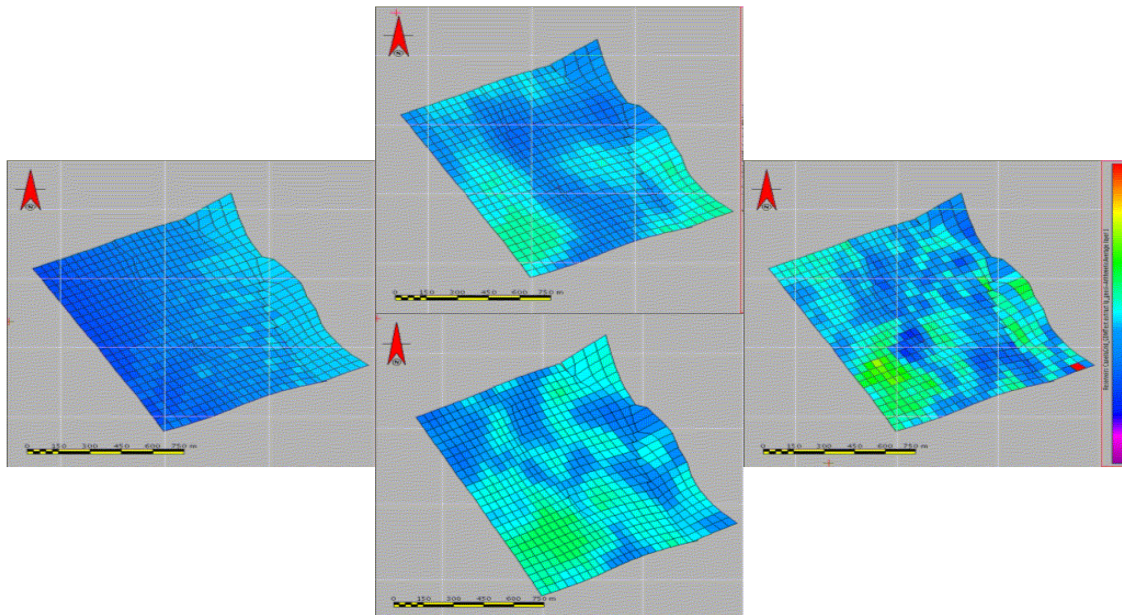


FIG. 5.4.18 – Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 20 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).

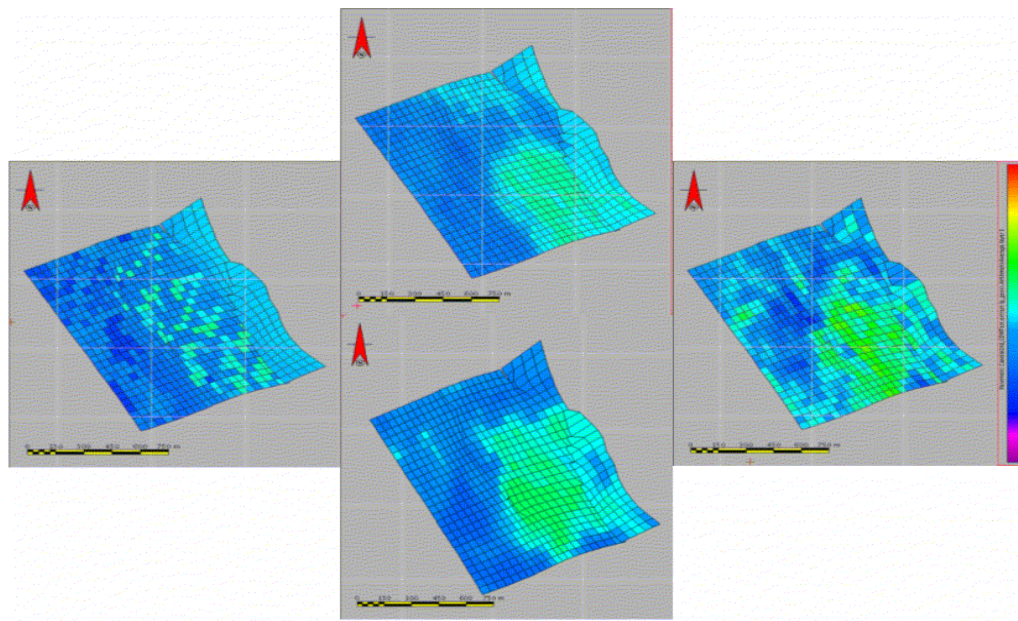


FIG. 5.4.19 – Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 40 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).

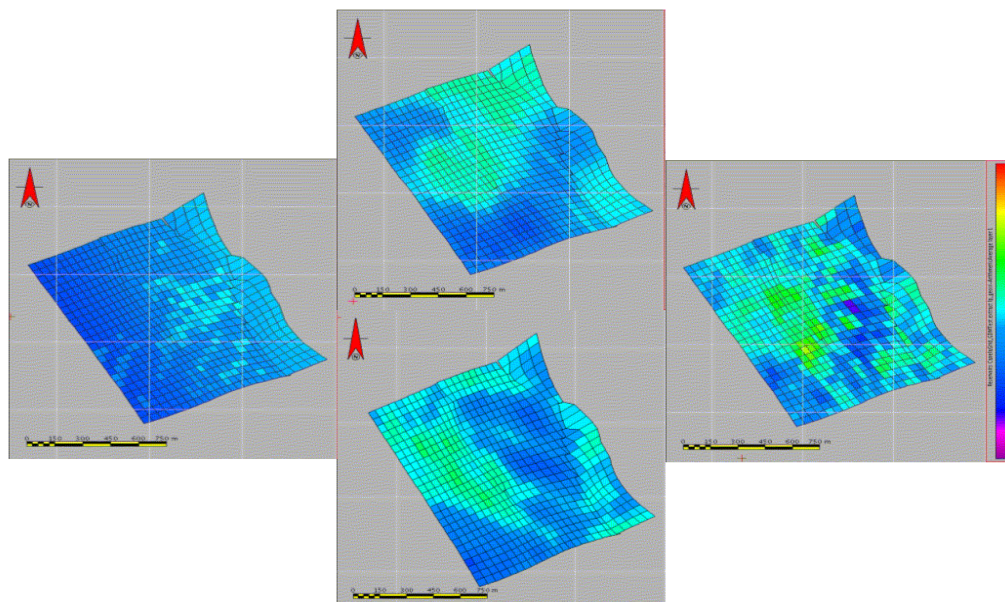


FIG. 5.4.20 – Réalisations en impédances pour les réalisations initiales (première colonne), finales (deuxième colonne) et réelles sur la couche 50 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut).

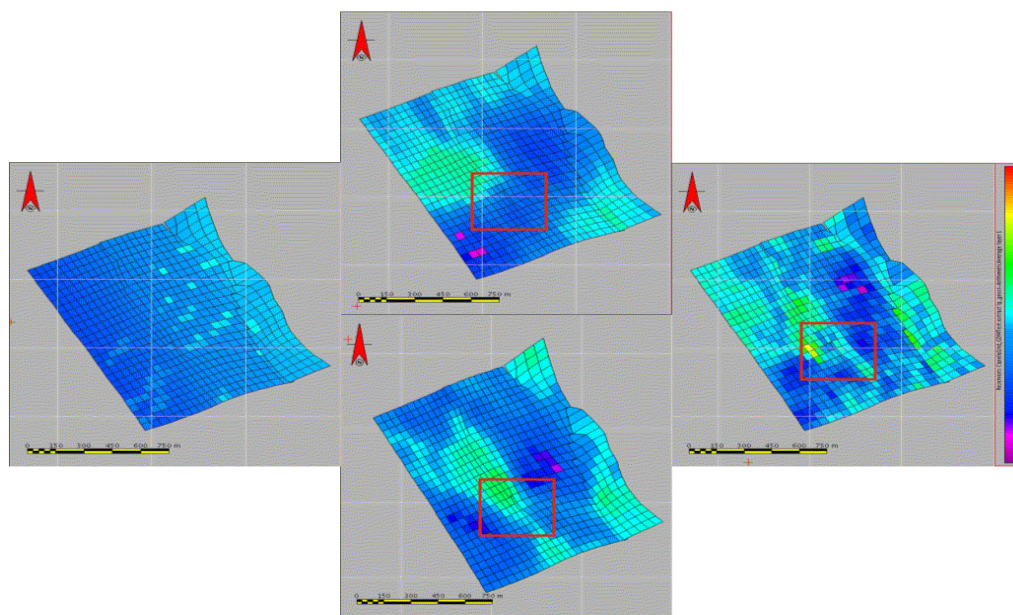


FIG. 5.4.21 – Réalisations en impédances pour les réalisations initiales, finales et réelles sur la couche 80 du modèle réservoir. La réalisation finale avec plusieurs variogrammes (en bas) est comparée à la réalisation finale à un variogramme (en haut). Les carrés rouges montrent une structure fine correctement recrée avec l'utilisation de plusieurs variogrammes.

Cela montre bien la nécessité de définir plusieurs niveaux d'hétérogénéités dans les simulations, ce qui n'est possible qu'en effectuant plusieurs inversions successives avec différents variogrammes. Comme la simulation FFT et le krigeage utilisent le même variogramme pour définir le comportement spatial global des propriétés, une alternative serait de définir des variogrammes à structures emboîtées. Le processus travaillerait d'abord à large échelle, puis à échelle de plus en plus fine

5.4.6 Données sismiques réelles versus données sismiques "solution"

Les propriétés issues de l'inversion géostatistique ont été portées dans la grille réservoir et utilisées pour créer une sismique synthétique qui nous a servi de "donnée solution" pour le processus d'inversion par déformation graduelle. Le support du modèle réservoir est une grille irrégulière qui a été transformée en voxet afin de pouvoir calculer les volumes sismiques synthétiques selon la méthode exposée dans le chapitre 3. Les traces sismiques obtenues après le processus d'inversion par déformation graduelle ne sont donc pas à la même échelle que les données sismiques réelles. Cela est susceptible d'introduire des différences entre la solution et les données réelles tout d'abord, puis entre données finales et réelles, qui ne sont pas liées au processus d'inversion.

La figure 5.4.22 montre une section des données sismiques réelles, "solution" et finales. La principale différence entre ces trois images est une différence de résolution, visible notamment entre les sismiques réelles et "solution".

L'utilisation des données sismiques réelles dans le processus d'inversion par déformation graduelle peut conduire aux mêmes résultats que ceux présentés ici. La convergence sera probablement plus longue et la courbe de la fonction coût montrera des paliers, car il s'agit alors de trouver une colonne de propriétés réservoir, qui vont générer plusieurs traces

sismiques identiques (en fonction de la taille des cellules) à comparer à des traces sismiques réelles différentes.

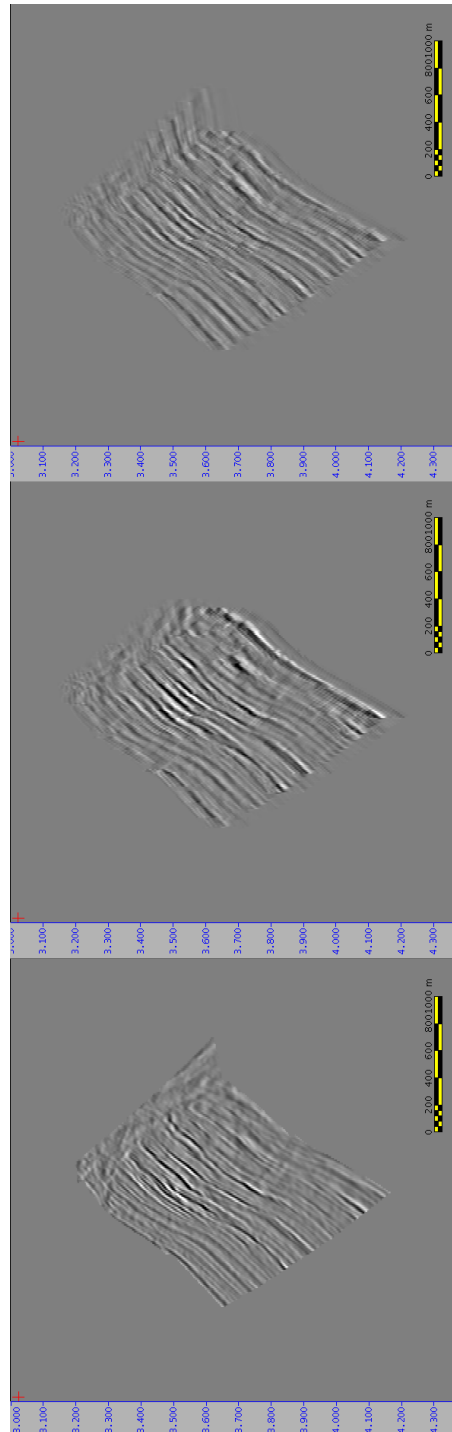


FIG. 5.4.22 – Comparaison de la sismique réelle, la sismique synthétique "solution" et la sismique synthétique finale du processus d'inversion par déformation graduelle.

5.5 Conclusions et perspectives

Le processus d'inversion proposée est une nouvelle méthodologie basée sur une technique géostatistique, les déformations graduelles, pour simuler des réalisations de propriétés réservoirs cohérentes avec les données sismiques. Les réalisations des propriétés vont être déformées progressivement, en améliorant la cohérence avec les données sismiques. Ce processus fonctionne directement à l'échelle réservoir, tout en faisant la comparaison de la réalisation avec les données réelles dans le domaine sismique. Pour cela, la fonction coût que l'on cherche à minimiser est basée sur les volumes sismiques réels et synthétiques. Les réalisations sont conditionnées par les données de puits, ce qui introduit une contrainte d'ordre géologique. L'implémentation testée ici récupère, soit des impédances, soit des vitesses et densités. Cette méthodologie est particulièrement intéressante dans le sens où elle permet de s'affranchir des problèmes liés aux changements d'échelle entre les différents supports.

L'implémentation actuelle montre toutefois quelques faiblesses. Les réalisations finales ne récupèrent pas la partie "haute fréquence" des propriétés. Un premier pas dans l'optimisation de ce processus sera de considérer non pas une, mais plusieurs longueurs de corrélation pour le variogramme de la réalisation secondaire, en allant des larges structures vers les plus fines par une stratégie emboîtée. Ceci permettra d'introduire plusieurs niveaux d'hétérogénéité dans les simulations. Pour cette première approche d'inversion sismique à l'échelle réservoir, nous avons utilisé la formule de base des déformations graduelles, avec une recherche directe pour le paramètre t comme optimisation. L'intégration de la formulation des déformations graduelles de Hu and Ravalec-Dupin 2004, permet d'associer à la réalisation initiale, non pas une, mais plusieurs réalisations secondaires, avec des coefficients t recherchés par une optimisation par gradient. Ceci permettrait d'accélérer la convergence du processus pour trouver une réalisation réservoir optimale.

Enfin, en introduisant un modèle pétroélastique, on pourrait dériver directement de cette inversion des propriétés pétrophysiques dans le réservoir, par exemple les porosités ou les saturations.

Petrophysical inversion by neural supervised classification

6.1 Introduction

The goal of seismic reservoir characterization is to derive reservoir properties from 3D seismic data with constraints by well logs and a priori geological knowledge. The most important objective is to find a relationship between seismic traces and reservoir properties. Three approaches can be considered.

In the first one, those relationships are derived through the use of geostatistics, neural networks, or multi-linear regression. For example, Fournier and Derain 1992 and deGroot *et al.* 1993 propose to extract these relationships through statistical calibration of seismic attributes and reservoir parameters at well location. Chandra *et al.* 2003 use neural networks to perform a non-supervised classification of seismic data. A seismic facies map is created using unsupervised neural networks, and then the porosity trends by facies are applied on the map to derive a porosity volume. Their results clearly show the effectiveness of neural network to identify the stratigraphic features, whereas conventional analysis would have given less satisfactory results. The use of Neural Networks to link seismic parameters with well information and predict reservoir properties between wells has been successful in several instances. But in most cases, the reservoir parameters are the results of a pattern recognition based on seismic trace shapes. These approaches do not rely on petrophysics to derive the reservoir properties.

The second approach performs the inversion of the available data and tries to derive the reservoir properties with calibrated relationships on the seismic attributes, such as Coleou *et al.* 2006 or such as the work shown in section 4.4 from chapter 4.

The third approach uses seismic modeling to visualize the seismic responses due to reservoir property changes. Julien *et al.* 2002 have created an application called "Massive Modeling", which creates a large amount of models with a realistic range of structural and petrophysical variations in the reservoir.

We propose a methodology in between the first and the third approach.

Our methodology associates a 1D column of petrophysical properties to each seismic trace. To do so, we have to extend the well database, by creating as many pseudo-wells as needed. In Julien *et al.* 2002 or Balz *et al.* 1999, the reservoir parameter variations are determined by the user. We propose an improved Massive Modeling scheme to generate all possible 1D models through geostatistical simulations from the wells. Then, we have to determine which pseudo-log will explain a given seismic trace.

One of the best ways to perform this is to learn the seismic response of each pseudo-log, then to predict which model will explain the trace. This is the purpose of neural networks.

In unsupervised neural network, seismic data are classified without a priori information. The results respect logical or mathematical criteria that cannot be evaluated in terms of petrophysical properties. In supervised neural nets, the classification is constrained by the seismic response of a priori models. This approach is limited by the amount of data available.

We use the advantages of both neural network approaches (unsupervised and supervised neural nets) : the logical classification of data in the unsupervised classification, and the constraints from known relationships in the supervised classification. We use a non supervised neural network that we apply firstly on a training set, and then we impose the output neurons on the actual data. The originality of our methodology lies in the generation of the training set (Massive Modeling and geostatistical simulation) and the petrophysical discrimination analysis.

The methodology is tested on two different datasets : a clastic case (Beta field) and a carbonate case (Gamma field).

6.2 The methodology

We present a new methodology to predict reservoir properties. We create a training set based on well log data and use it to classify a seismic interval between two horizons in a 3D volume, according to the shape of the wiggle traces. To generate the training set, we use the operating principles of Massive Modeling and geostatistical simulation to derive all possible scenarii, regarding structural events and petrophysical properties, in the reservoir interval. Synthetic traces corresponding to these models are computed using a 1D convolution. The resulting synthetic traces within the interval are analyzed by neural networks, which generate a series of model traces that best represents the diversity of synthetic data. The resulting set of model traces is applied on actual seismic traces to find similar relationships between reservoir parameters and seismic response. Finally the results are analyzed in terms of petrophysical discrimination. The classification is based on Kohonen Self Organizing Maps.

The workflow for the global methodology is illustrated on figure 6.2.1 and consists in the following steps :

1. Well log data preparation.
 - Well log blocking.
 - Optimization of blocked well logs.
 - Massive Modeling data generation.
2. Neural network training.
 - Network learning phase on the training dataset
 - Validation of petrophysical meaning of the classification
3. Neural network application.
 - Network validation phase on the test dataset.
 - Computation of petrophysical property volumes.

The purpose of the well log preparation step is to decrease the number of parameters one will have to handle, and to generate all possible 1D petrophysical models. For each well, the logs are blocked, then optimized in regards to the seismic trace at the same location. Once available, these "best" logs are input to the Massive Modeling scheme. New

petrophysical models are generated through a SGS algorithm, based on the parameter and thickness variations.

In the neural network training step, the Massive Modeling dataset is analyzed by the neural network, to obtain model traces which explain the trace shape diversity. We verify that this classification has a petrophysical meaning, then go to the next step.

The goal of the neural network application step is to classify the actual seismic data with the model traces obtained from the petrophysical training. The classification is validated with the seismic/petrophysical discrimination, the explanation rate of the seismic data and by the coherency with the geological and/or the facies interpretation.

There is an alternative to this workflow. The basic workflow trains the network on the synthetic training set, then calibrate the resulting model traces on the seismic data (this approach will be called "petrophysical training"). The other way is to train the network on the seismic data, and calibrate the representative traces on the petrophysical models ("seismic training"). Both are worth investigating and we show results for both of them.

After a description of Kohonen Neural Networks used in this methodology, a detailed application of each step of the workflow is described through a case study on Beta field. Finally we apply the methodology on Gamma field.

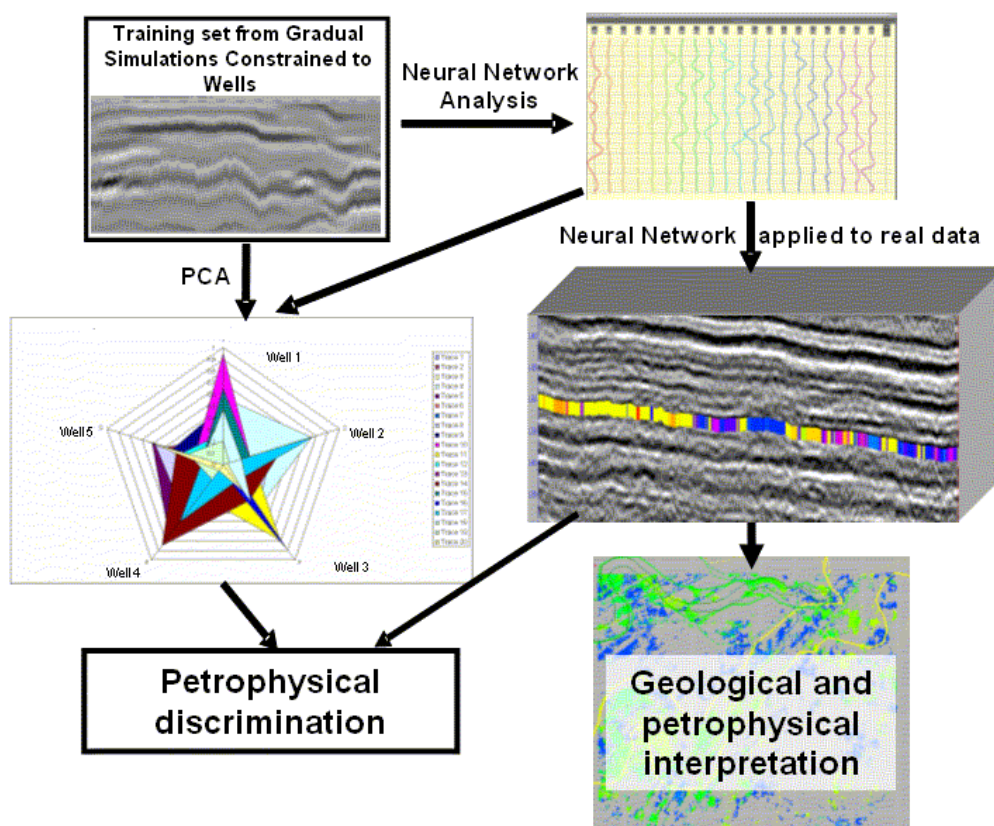


FIG. 6.2.1 – Workflow for the supervised classification with neural networks.

6.3 Neural Networks : Kohonen Self-Organizing Maps

Neural networks are methods based on brain function and on the concept of neuron. They are known for their versatility and their ability to solve complex, nonlinear problems on noisy data. The idea is to replicate the brain mechanism of learning, that is, the adaptation of an individual to a new concept.

Neural networks are constituted of several layers of interconnected neurons in input and data output. Following a learning phase, neurons are linked to the data by minimizing the error between simulated signal and known signal. Optimization by neural networks requires no *a priori* information on input/output relationships, but the quality of optimization heavily depends on the learning phase. Indeed, if the signal is complex, the learning phase will have to be important to stabilize the neural connections to the output data.

Neural Networks are used since the early 1980s in geophysics and since the 1990s in reservoir characterization (Poulton 2002). We want to perform a trace shape classification using a robust pattern-recognition process such as the Kohonen Self Organizing Map (KSOM) method (Kohonen 1990); it is well suited to seismic data due to its ability to filter out noise and identify representative traces in the reservoir intervals.

The KSOM is a type of Artificial Neural Network that is trained using unsupervised learning. It describes a mapping from a higher dimensional input space to a lower dimensional map space (one dimensional in this case). KSOMs are used to study the repartition of data in a N-dimensional space by simply inspecting the data for regularities and characteristics. This kind of networks organizes itself in such a way as to create an ordered description of the data.

6.3.0.1 Some generalities on Kohonen Self Organizing Maps

KSOMs are mathematical structures that reproduce complex and non linear relationships between input data (the seismic traces) and output data (the neurons represented by model traces) with parameters (weight) which are adjusted during the learning phase, described hereafter.

A set of neurons M receives an input data X in a vectorial shape $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ with weights $W = (w_1, w_2, \dots, w_N)$. The winning neuron (the neuron which is the closest to the input data) is determined by computing the Euclidian distance for each neuron and by choosing the neuron with the lesser value. Then the winning neuron is updated so as to have a better match with the input data. The neighbours of this neuron are also updated in a smaller proportion. The update formula for a neuron with weight vector $w_i(t)$ is

$$w_i(t+1) = w_i(t) + \phi(i, t) * \alpha(\tau)(X_i(t) - w_i(t)), \quad (6.1)$$

Where $\alpha(\tau)$ is a monotonically decreasing learning coefficient and $X_i(t)$ is the input vector. The neighbourhood function $\phi(i, t)$ depends on the distance between the winning neuron and neuron i . Regardless of its original value, the neighbourhood function shrinks with time. At the beginning when the neighbourhood is broad, the self-organizing takes place on the global scale. This will move each unit in the neighbourhood closer to the input pattern.

As time progresses the learning rate and the neighbourhood size are reduced. When the number of iteration is reached, each neuron is independent. If the parameters are well

chosen, the final network should capture the natural clusters in the input data. Figure 6.3.1 shows an illustration of this process.

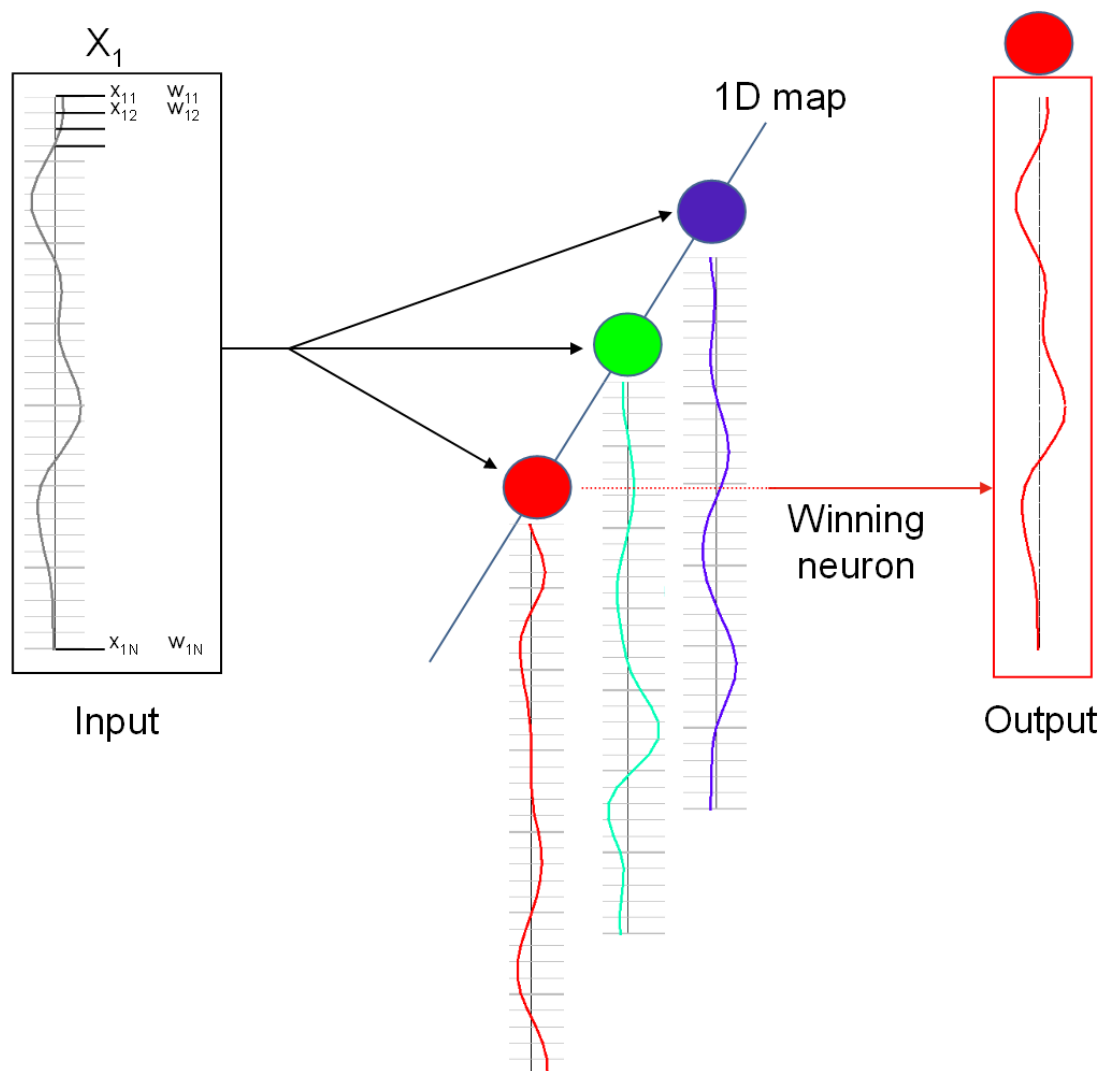


FIG. 6.3.1 – Example of learning phase for an Artificial Neural Network. An input vector is given to the network. The winning neuron (in red) is determined, and then updated so as to be closer to the input data.

An alternative to the Euclidian distance If the data space to be mapped presents some time varying observation such as seismic traces (see figure 6.3.2), the Euclidian distance is not suitable to evaluate the distance between observation and neuron since it does not take into account the characteristics of time series. We need to use a practical distance for time series : we will use the correlation between seismic traces and the model traces.

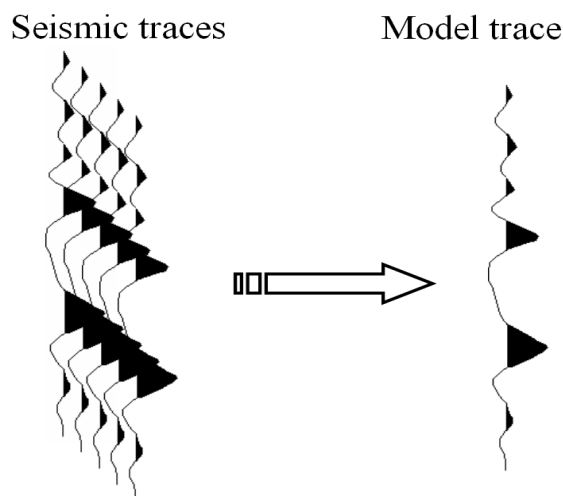


FIG. 6.3.2 – Time varying input patterns such as seismic traces can not be evaluated by Euclidian distance. Here the repetition of the same trace with time shift will be identified as different signals if the Euclidian distance is used. If we use the correlation between the trace and the neuron, this series will be seen as the same sequence.

At the end of this learning phase, we obtain the model traces that best classify the input space. Each model trace is assigned a color and a number. Then every trace within the actual seismic interval is correlated to all the model traces and is classified to belong to the neuron with the highest correlation. The trace is assigned the same number and color of the model trace and the correlation. At the end, a repartition map and a fitness map are created.

6.3.0.2 Important parameters for the KSOM

A Kohonen map operates depending on several parameters that we define briefly here. The effects of some of them will be evaluated on the two case studies described later.

A neural network calibration is based on the selection of random actual traces at the beginning of the process : two successive processes of KSOM will not obtain the same output and/or order of output. The final maps (classification and correlation) will change from one process to the next.

The number of neurons constituting the Map The more neurons you will have, the more precise the map will be. But, depending on the number of neurons defined for the KSOM, the network can be overfitted or underfitted. An underfitted network can not represent correctly the signal in a dataset, and this can lead to non identified information. An overfitted network is perfectly adapted to the dataset but will try to explain the noise in these data.

A trial-error approach should be done to estimate the correct number of neurons. We need to find some compromise depending on the problem we want to study. No method exists to solve this particular question.

The size of the neighbourhood The neighbourhood radius gives the size of the active environment for a neuron. This means that the neurons inside the radius of the winning neuron will be modified regarding to the learning law. With the number of iteration, this radius decreases until all neurons are independent.

This parameter is very important since it controls the repartition of the neurons in the map. For example, if we constrain the learning process with a big neighbourhood radius, the algorithm will have some trouble to find specific zones. Inversely, with a small radius, we will map too many specific zones, which have no real signification.

The learning rate (α) The learning rate is the maximum amplitude of the modifications to be applied on each neuron at each step (or iteration) :

$$\alpha(\tau) = \alpha_0 \left(1 - \frac{\tau}{\tau_\infty}\right) \quad (6.2)$$

With α_0 the learning rate at $\tau = 0$ and τ_∞ the number of iteration.

This parameter controls the convergence rate. When the value of α is high, the algorithm converges quickly toward a representation of the data space, but we can have some instabilities in the process, leading to the loss of the learning. For example, if $\alpha = 1$, the output neuron will be the last observation to be presented, regardless of all observations analyzed before that. Generally, this learning rate is quite weak ($\alpha = 0.01$ typically). This way, the modifications on one neuron will be gradual during the learning process.

The number of iteration τ The number of iteration τ has an influence on the neighbourhood radius and the learning rate. At the beginning of the learning phase, if we have a neighbourhood radius of 2 for example, this means that the winning neuron and the four neurons around it (two on one side, two on the other side of the map) are updated when an input trace is presented. Also, the learning rate is strong, so the model traces undergo an important change. At the end of the learning phase, each neuron is independent (only the winning neuron is updated) and there is little change on the shape of the trace since almost all input data has been presented and the model traces are stable/stationary.

6.4 Data preparation for the Beta field

The methodology is applied on a clastic case : Beta field described in chapter 2, with 5 available wells (all slightly deviated). The reservoir is 70ms thick on the seismic data (see figure 6.4.1). The Beta field shows a very high petrophysical variability between wells. The objective of this study is to see if geological bodies can be discriminated by the methodology.

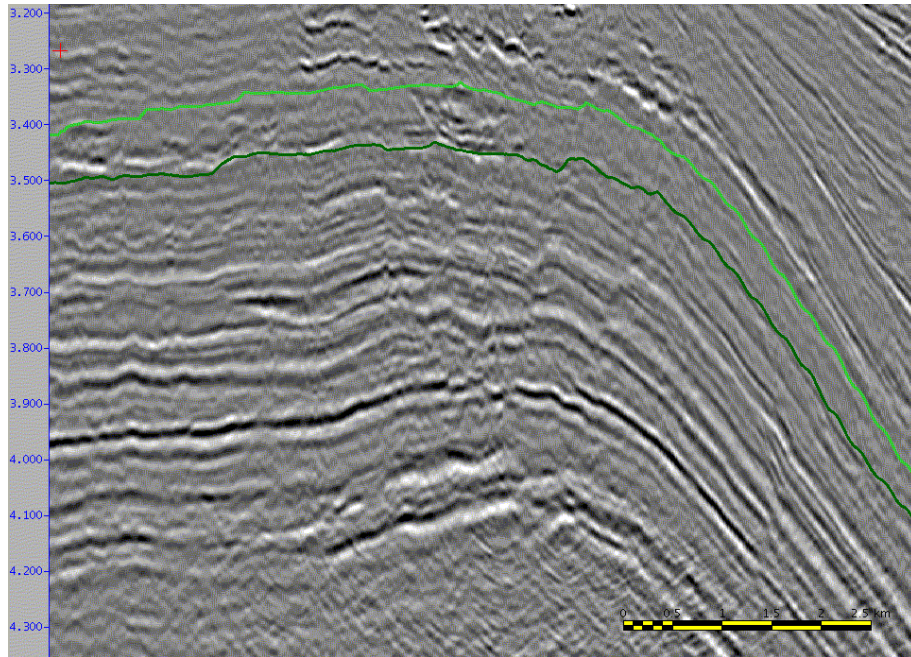


FIG. 6.4.1 – A seismic section for the Beta field, showing the reservoir of interest delimited by the green horizons.

6.4.1 Well log preparation

6.4.1.1 Well log blocking

The original logs consist in P and S velocities and densities. All logs should be blocked at the stratigraphic scale in order to reduce the number of parameters to handle for the optimization. This representation maintains the shape of the original log curves, which is essential for the stratigraphic interpretation, while making the optimization task easier. The blocking is done by defining major geological markers and by averaging the log samples between two successive markers. The number of defined markers is chosen to remove the high-frequency information, which is not visible at seismic resolution, but also represent globally the logs on the interval of interest, while retaining the essential petrophysical variability for reservoir characterization.

The geological interpretation from Beta field provides several stratigraphic markers for each well, but the number differs between the wells. Basically, those markers follow the correlation sheet shown in figure 6.4.2.

We need to create a few new markers so as to obtain the same number of macro-layers for each well (here 18 macro-layers were defined). An example of results for this blocking step is shown on well W-Beta3 in figure 6.4.4, where the synthetic of the blocked logs is

compared with the actual near seismic trace.

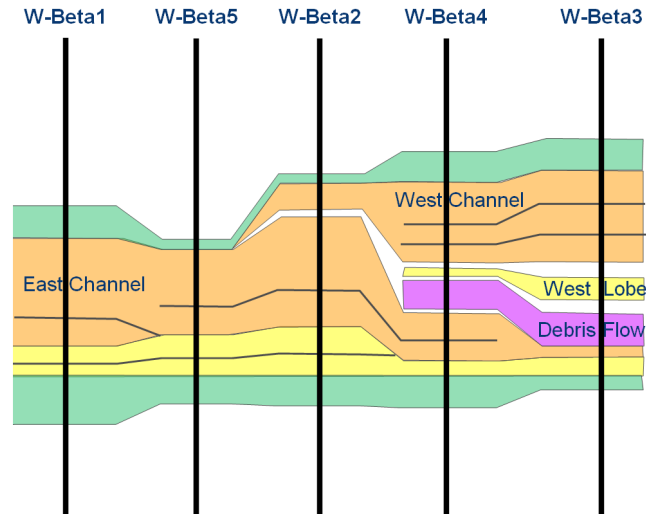


FIG. 6.4.2 – Geological correlation for the wells from Beta field. We can see the different geological bodies and how some markers appear or disappear laterally.

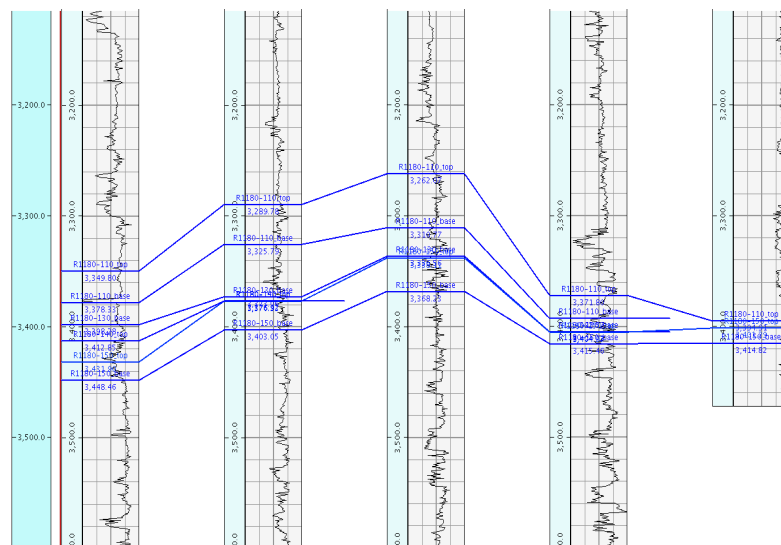


FIG. 6.4.3 – Correlation sheet for the wells from Beta field, with only some of the markers shown, for clarity. The property shown here is V_p .

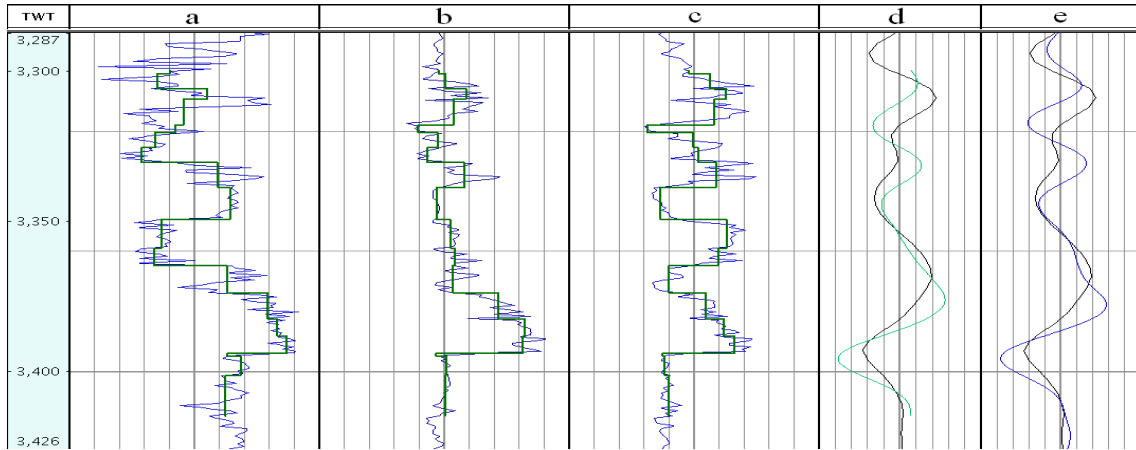


FIG. 6.4.4 – Well log blocking results for well W-Beta3. This figure shows the original logs in black and the blocked logs in green for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie with the original logs is of poor quality.

6.4.1.2 Blocking optimization

As can be seen on figure 6.4.4, the synthetic seismogram from the blocked logs is different from the trace at well location.

A good well to seismic calibration is critical to seismic reservoir characterization. The objective of this is to optimize the blocked well logs so as to match their synthetic seismogram with the actual seismic trace at well location (Thore *et al.* 2008). We need to find out which property variations and layer thickness variations would improve the synthetic seismogram. Since thousands of logs could make this possible, and since we only want to consider the logs which are quite close to the original ones, we add some constraints on how much variability we want to allow for the properties and the thickness of each layer in the blocky logs. We use a genetic algorithm approach (see annex 2 and Thore *et al.* 2008) to fulfill this task.

This optimization problem is based on a fitness function defined by the difference in a L2 norm sense of the synthetic and actual seismogram. This means that the fitness is sensitive to the seismic response (i.e. the impedance contrasts), and not to log values. This could cause a drift in the property log values while the seismic response remains the same. To prevent this, a penalty term defined by the difference between initial and current high-cut logs is introduced in the fitness. The two terms (seismogram fitness and penalty term) are weighted so as to impose how much influence one term will have (sum of the two weights is equal to 1). For example, if the well-to-seismic tie is very poor, we should explore a wider property space around the log values to converge toward the actual seismogram and the weight for the penalty term should be lower than the weight for the seismic fitness. In contrast, if we want to create very small variations around the initial log, we should have a higher weight for the penalty term.

Now that the optimization function is defined, we can initialize the procedure with initial blocked logs. If the logs were petrophysical properties, we need a petroelastic model (PEM) to compute the petroelastic logs (P and S velocities and density). We use the wa-

velet extracted from the seismic data to compute the synthetic seismograms.

We also define percentages of acceptable variations for the properties and the layer thickness. The initial population is drawn from these variations. The genetic algorithm needs a large population size, since we have to perturb 4 parameters (ρ , V_p , V_s and the thickness) for each of the 20 layers, that is, 80 parameters.

An example of the blocking optimization is shown in figure 6.4.5 for Well W-Beta3. The variations for the petroelastic properties were defined by : $\Delta\rho = 5\%$, $\Delta V_p = 20\%$ and $\Delta V_s = 15\%$. A variation for the thickness of the macro-layers was also defined : $\Delta z = 20\%$. The fitness function is shown hereafter. This step is repeated for each well of the field.

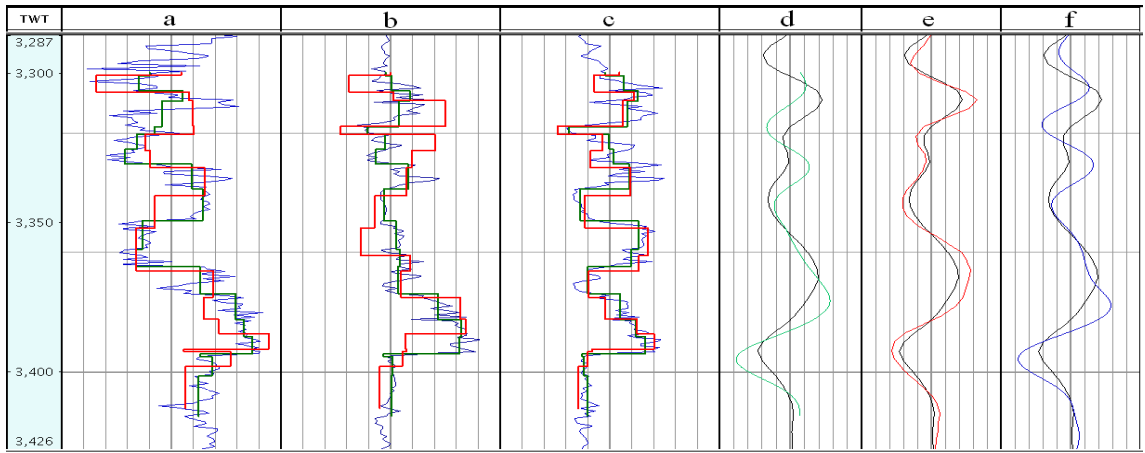


FIG. 6.4.5 – Well log blocking optimization procedure for well W-Beta3. This figure shows the original logs in black, the blocked logs in green and the optimized logs in red for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the best logs and (f) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie has been greatly improved.

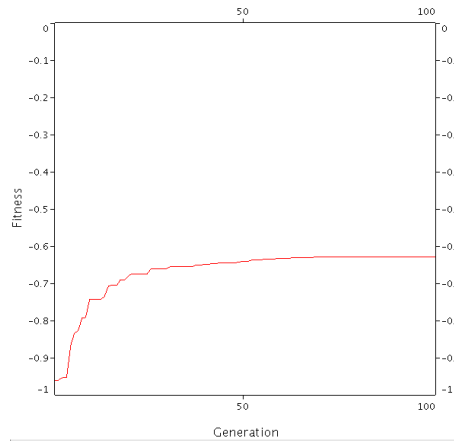


FIG. 6.4.6 – The normalized fitness function of the blocking optimization.

6.4.1.3 Massive Modeling

The Massive Modeling approach, as described by Julien *et al.* 2002, works with limited well knowledge, by simulating virtual wells and their logs, with hypothesis of petroelastic property and thickness changes. This method is based on the pseudo-well technique which is "*a method to simulate wells, i.e., 1D stratigraphic profiles with attached physical properties but without spatial information, using a combination of geological knowledge and Monte Carlo statistics*", as stated by deGroot *et al.* 1996. This approach has a main drawback : the estimation of property variation ranges by expert knowledge is not a trivial task, and the generation of corresponding models may not be representative enough of all possible geological scenarii.

We propose an improved Massive Modeling scheme, using geostatistics to derive property and thickness variability from available wells, and generate all possible 1D models. This scheme generates new models from the optimized logs (after well log preprocessing) in two main steps :

- > Get current layer thickness and property variations of all available wells.
- > Perform Sequential Gaussian Simulation to create the new models.

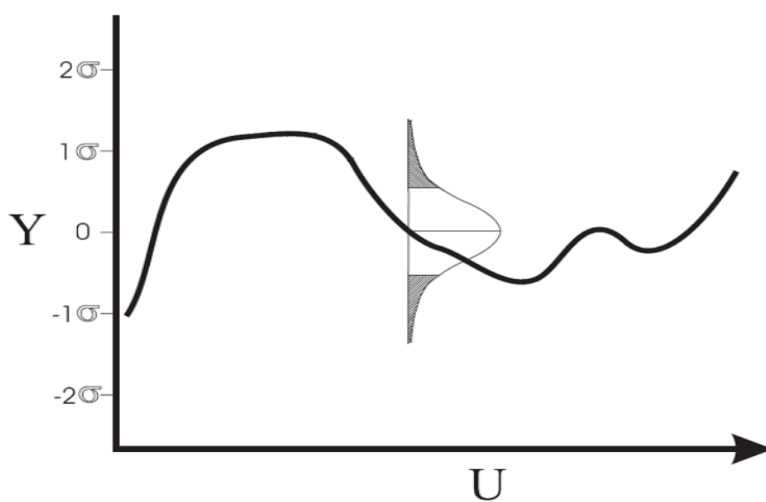


FIG. 6.4.7 – At each location U , for each parameter and each layer, the SGS method draws values Y from the CCDF provided by the parameter statistics extracted from the wells.

SGS is the most used algorithm to generate conditional realizations. For details on the SGS algorithm, one can consult Chiles and Delfiner 1999 and Goovaerts 1997. In the gaussian domain, we draw a continuous line from the conditional cumulative distribution function (CCDF) provided by the parameter statistics extracted from the wells, with different values for each location of the simulated dataset (see figure 6.4.7). When we go back to the empirical domain, we obtain the values for each property in one layer. By repeating this for each layer of the logs, we obtain a new simulated log for which we compute the synthetic. Then this new log is considered as a hard data (a constraint) when we proceed to the next location. Figure 6.4.8 shows the properties and synthetics of a small part of the Massive Modeling volume. Each 50 traces, an actual well has been placed to constrain the simulation.

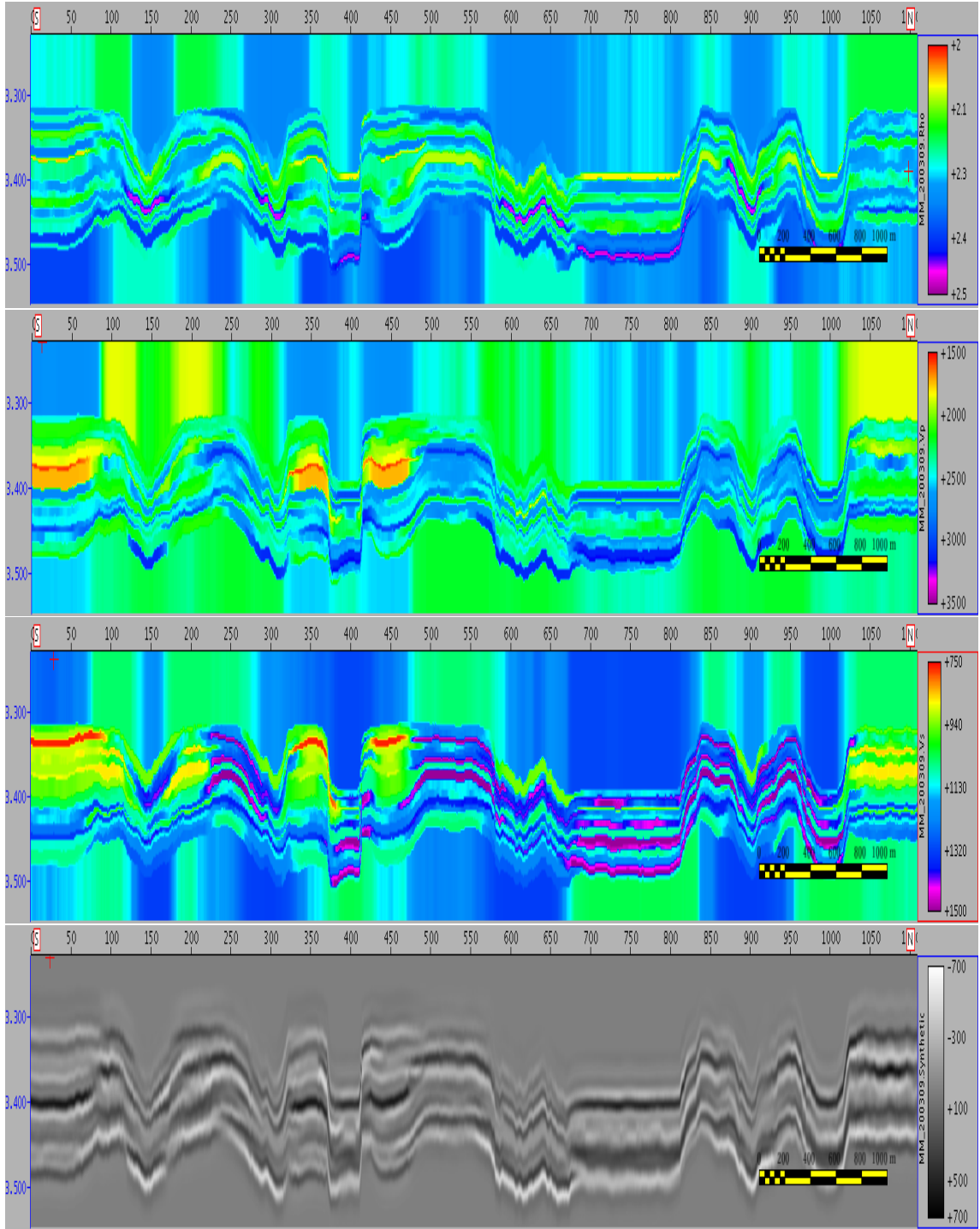


FIG. 6.4.8 – The Massive Modeling. The sections are respectively ρ , V_p , V_s and the synthetic seismograms. The horizontal scale is the trace number.

6.4.2 Preliminary tests

Thickness influence This methodology performs the classification of a seismic interval between two horizons on a 3D seismic volume, based on the trace shape. We have to determine how the classification is influenced by the thickness of the chosen interval.

The thickness of the seismic interval is an important parameter since it will affect the stability of the network. This effect will depend upon the geological environment. In a field where amplitude variations are very wide on short distance, such as clastic environment, it is recommended to classify a thicker sequence, so as to obtain more stable model traces. The tests we performed lead us to an optimal thickness of 100ms.

The figure 6.4.9 shows the neuron repartition map for interval of 50ms and 180ms thick, centered on the reservoir of interest. We can see that on the 50ms map, the neuron repartition defines very small zones, whereas the 180ms map shows larger zones represented by one neuron. Both maps were realized with 20 neurons.

For the rest of the Beta field study, the interval thickness to be considered will be $t = 100\text{ms}$ (the size of the reservoir plus buffers so as to avoid the high frequency aspect of the neuron map).

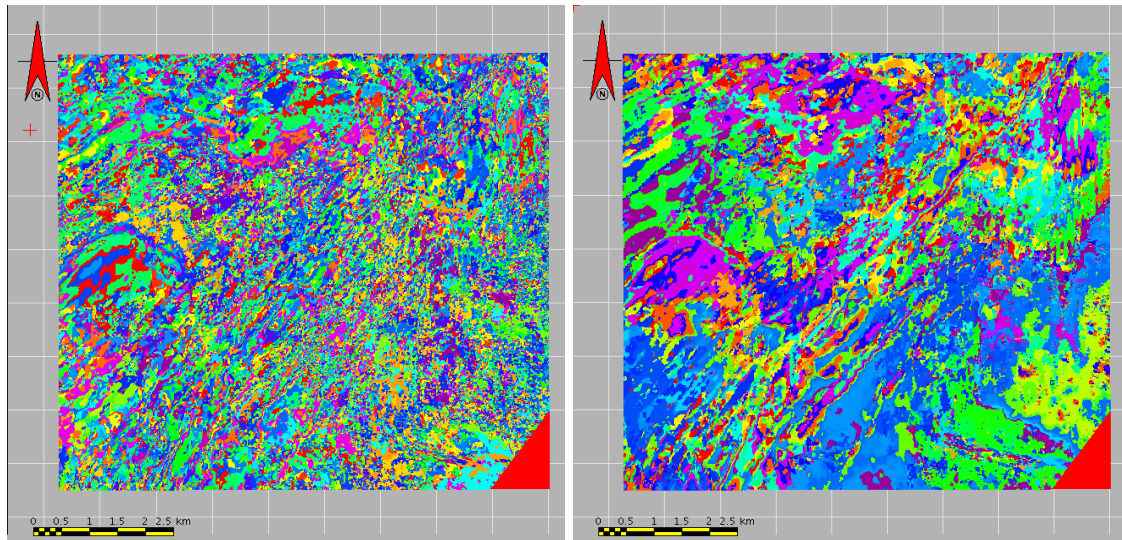


FIG. 6.4.9 – Non supervised Kohonen maps realized with an interval thickness of 50ms and 180ms, with 20 neurons.

Number of neurons We need to determine the size of the Kohonen Map, i.e. the number of neurons that will best represent the data. This number of neurons should avoid overfitting. Figure 6.4.10 shows three maps with different sizes and their respective neurons. As stated before, this field has a high petrophysical variability. We can expect a lot of trace shapes for the classification. The petrophysical variability is such that we could obtain more than 100 neurons. As it is, such a classification would be difficult to interpret. The map with 5 neurons on figure 6.4.10 is clearly unadapted. If we explore the seismic traces characterized by the first neuron, for example, we see a lot of traces which are really different from the model trace for this neuron. The map with 50 neurons is also unadapted since some model traces are pure noise (overfitting). The tests we performed lead us to an optimal number of 35 neurons.

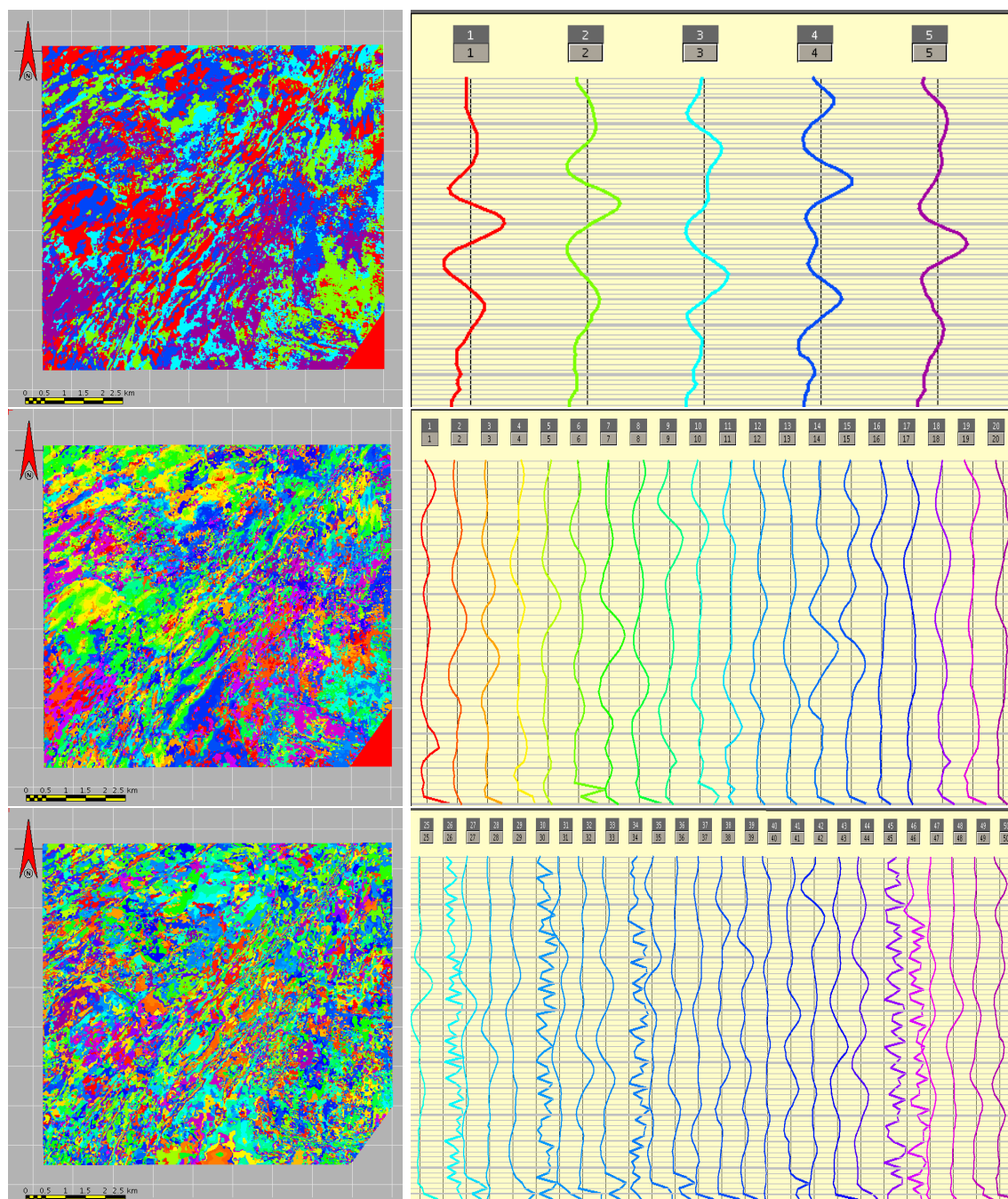


FIG. 6.4.10 – Non supervised Kohonen maps with respectively 5, 20 and 50 neurons. Next to each map, we show the resulting neurons (for the 50 neurons map, we show only the second half). Some traces from the 50 neurons map represent noise.

Neighborhood radius The neighbourhood radius controls how many neurons will be activated and modified along with the winning neuron during the learning phase. This means that we end up with neurons with more or less progressive changes between them. A small neighbourhood radius will mean a lot of specific neurons; a big neighbourhood radius will mean a lot of continuity between the neurons. The petrophysical variability of the field implies a lot of specific trace shape. The geological setting implies grouping

some of them. For example, with a facies analogy, in a channel, we can find coarse and fine deposits, that will have specific trace shape. But we would like to have those two shapes close together : a "macro" neuron *channel* could be divided in two "micro" neurons *coarse* and *fine*. This is illustrated on figure 6.4.11 with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. For the map with radius 10, we can see that the light blue and green neurons are always close. Also, we can see that the fitness map for the map with radius 1 has a slightly more elevated average value. This is because the network is less constrained by the neighbourhood radius.

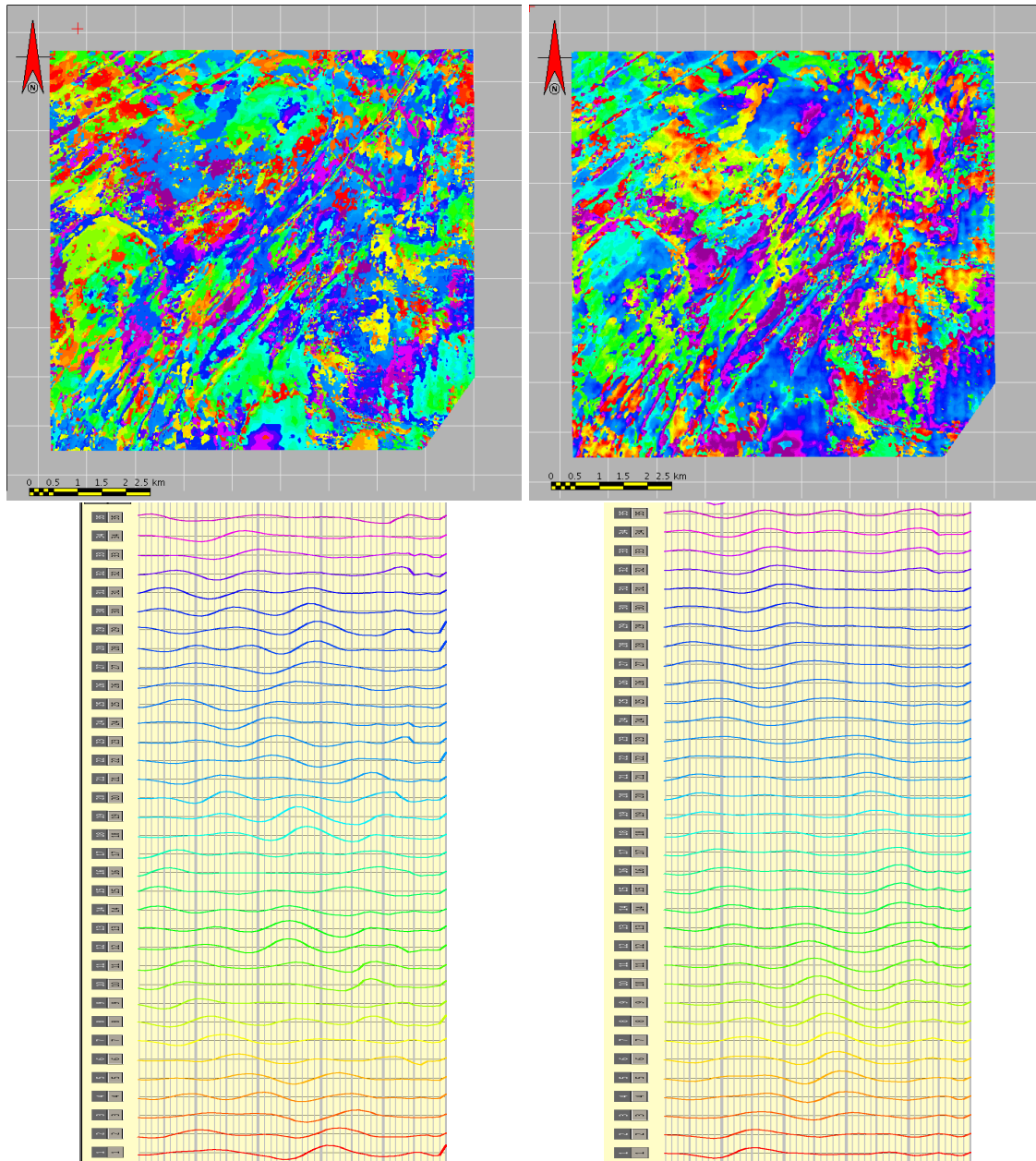


FIG. 6.4.11 – Non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. The first line shows the neuron repartition, the second line the neurons.

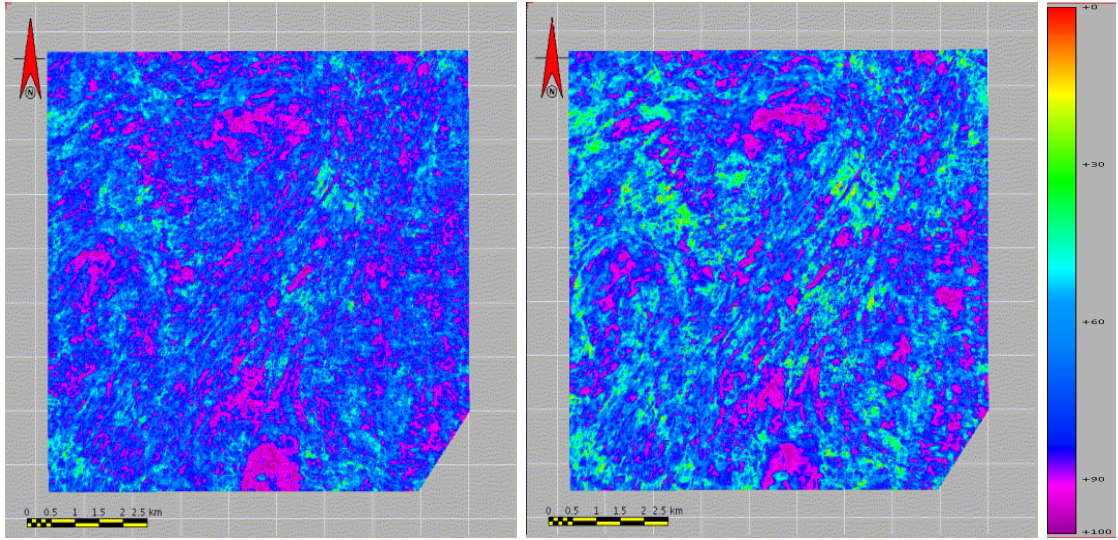


FIG. 6.4.12 – Fitness map for the non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons.

6.5 Neural Network classification applied to Beta field

As stated before, there are two ways to perform a supervised classification :

- the petrophysical training : we train the neural network on the Massive Modeling dataset and apply the results on the actual seismic dataset,
- the seismic training : we train the network on the seismic volume and link the resulting neurons with the petrophysical models from the Massive Modeling volume.

Each of these approaches consists in two steps :

- a descriptive step where we train the neural network
- a predictive step where we apply the resulting neurons on the reference dataset

The outputs of a Kohonen network are two maps, one showing the neuron (or class) characterizing a group of traces, and one giving the correlation coefficient between a trace and its class. The neuron repartition maps always differ from one simulation to the next, since we can not constrain the order of appearance of each neuron. The only way to validate those maps is to look at the shape and organization of the neurons on the maps. In the following sections, we show the methods and tools we will use to characterize the classifications.

6.5.1 Training from petrophysical models

6.5.1.1 Descriptive modeling

We perform the unsupervised training of the petrophysical models generated with our Massive Modeling algorithm. We can visualize the repartition of the neurons and the fitness between the neurons and the traces. A small part of the Massive Modeling volume is shown on figure 6.5.1. For example, the 35th neuron (purple color on the top line) characterizes a group of traces in red on the figure with a very high fitness (more than 80% in purple in the second line).

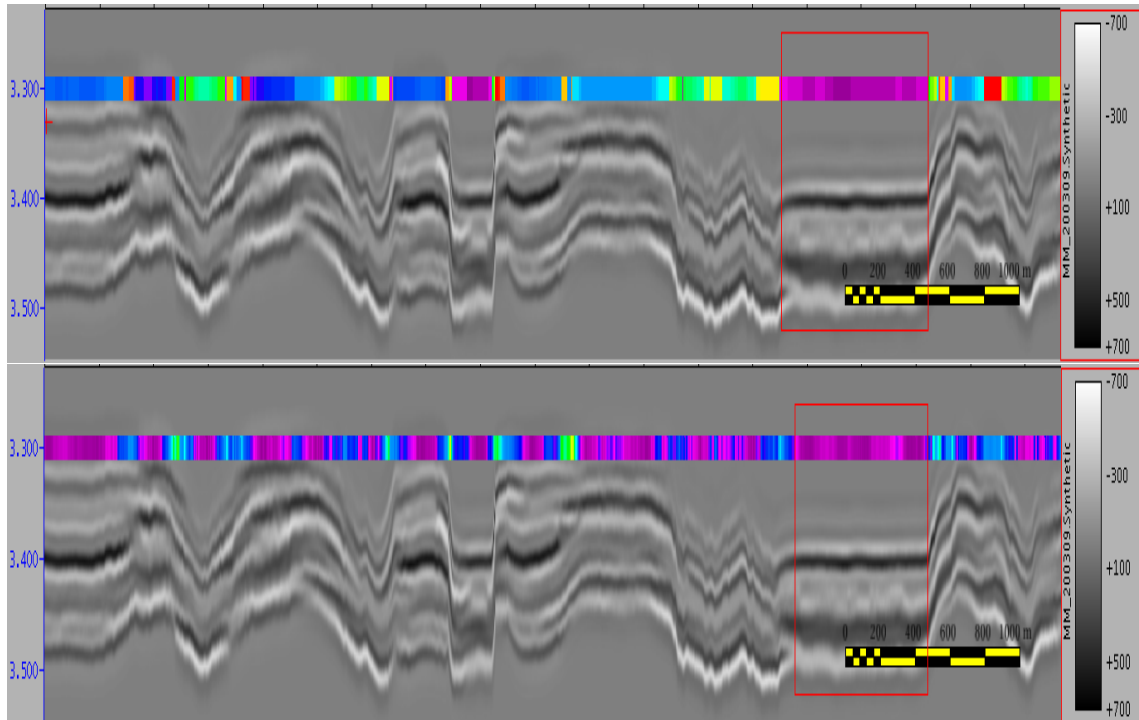


FIG. 6.5.1 – A small part of the Massive Modeling volume, with the neuron repartition (top line) and the fitness (bottom line) for each trace.

Visualization of the classification We can easily visualize the result of the classification, by representing each trace with color-coding for the class number and the fitness (see figure 6.5.2). The background color indicates the class number to which the record belongs, and the saturation of the color indicates the fitness. For example, all red traces belong to class 1. Dark red means a very high fitness; light red means a weak fitness. At the top of the window, the traces are not sorted and are in the normal order of the seismic block. At the bottom of the window, they are sorted by class number and fitness. This display shows the general organization of the model traces on the dataset.

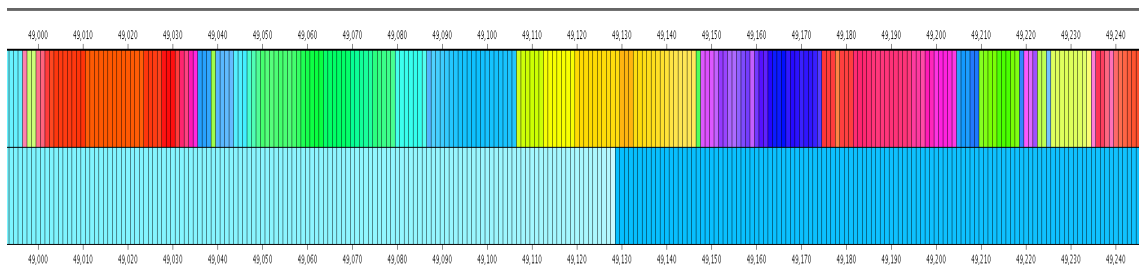


FIG. 6.5.2 – A small part of the color-coded visualization of the classification. On the top-row, the traces are shown as they are in the dataset. On the bottom-row, the traces are ordered by class and fitness. Since we show about 300 traces, once ordered we see only a small portion of two classes on the bottom row.

Classification QC A graph is created using the fitness map from the Kohonen network, representing the percentage of traces with fitness greater than or equal to the fitness abscissa. This way we can see if the output neurons from the Kohonen classification are well suited with the traces of the dataset.

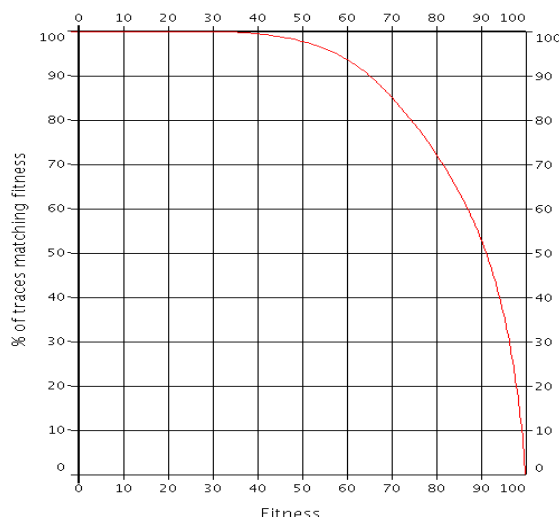


FIG. 6.5.3 – A graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 50% of the model traces have a fitness greater than 90%, which is fully satisfactory.

The graph 6.5.3, applied on the Massive Modeling volume, shows that the model traces explain the petrophysical models.

Classification analysis The analysis of classification provides a link between the trace characteristics determined by the classification and the input parameters of the seismic modeling.

For each class, the algorithm retrieves all traces belonging to the class and with fitness above the threshold. It then calculates the average and standard deviation on all these traces for each input parameter of the model and for each layer. These results are presented in the table 6.5.4. Such tables enable to follow the behaviour of the petrophysical models in a statistical sense.

Parameter	Layer	T0 avg	T0 std dev	T1 avg	T1 std dev	T2 avg	T2 std dev
Thickness	1	5.625	3.586	5.408	3.635	5.589	3.637
Thickness	2	8.224	4.82	8.47	4.986	8.358	4.846
RHO _B _resampled_blocked2_best	1	2.263	0.05	2.262	0.05	2.263	0.049
RHO _B _resampled_blocked2_best	2	2.244	0.09	2.234	0.092	2.238	0.092
VP_resampled_blocked2_best	1	2,303.646	258.515	2,282.568	266.702	2,307.944	256.789
VP_resampled_blocked2_best	2	2,255.442	163.553	2,239.616	156.02	2,256.437	163.371

FIG. 6.5.4 – A part of the table for the classification analysis. We obtain the parameter average and standard deviation for each neuron. Here are shown the thickness, ρ and V_p for the two first layers and the three first neurons.

Trace likelihood To ensure that the model traces reflect the petrophysical discrimination in the seismic response, we calculate the likelihood of each model trace to explain the synthetic traces at the well location. This is illustrated on figure 6.5.5, where we see that distinct groups of model traces explain the synthetics of the 5 wells.

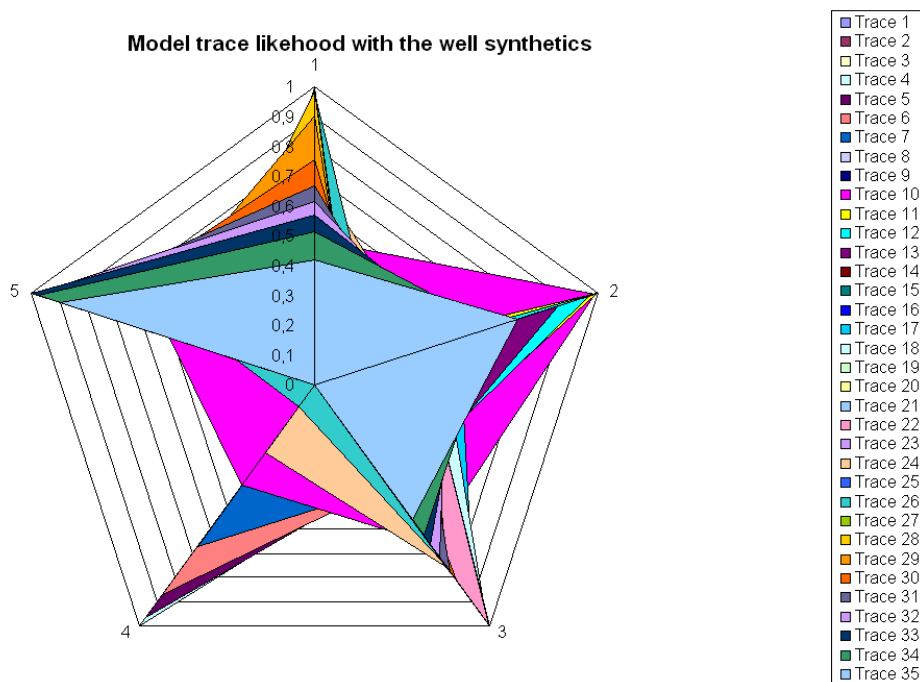


FIG. 6.5.5 – Likelihood of each model traces with the synthetics of the five wells for Beta field. A likelihood of 1 is the best correlation value between a model trace and a synthetic trace.

6.5.1.2 Predictive modeling

Then we classify with the neural network the actual seismic dataset with the model traces derived from the descriptive step. We obtain the maps shown on figure 6.5.6, where one can visualize the geological and structural content of the seismic interval. The map on the top, showing the repartition of the neurons, displays the shapes of two channels, one going from Southwest to Northeast, the other one going from West to East. This map also displays some irregular lineaments, which are in fact faults.

The map on the bottom shows the fitness of the winning model traces with the concerned seismic trace. The average fitness is around 85%; in the channelized zones, the value is a bit less. This means that the supervised classification was successful in linking the petrophysical models with the actual seismic response.

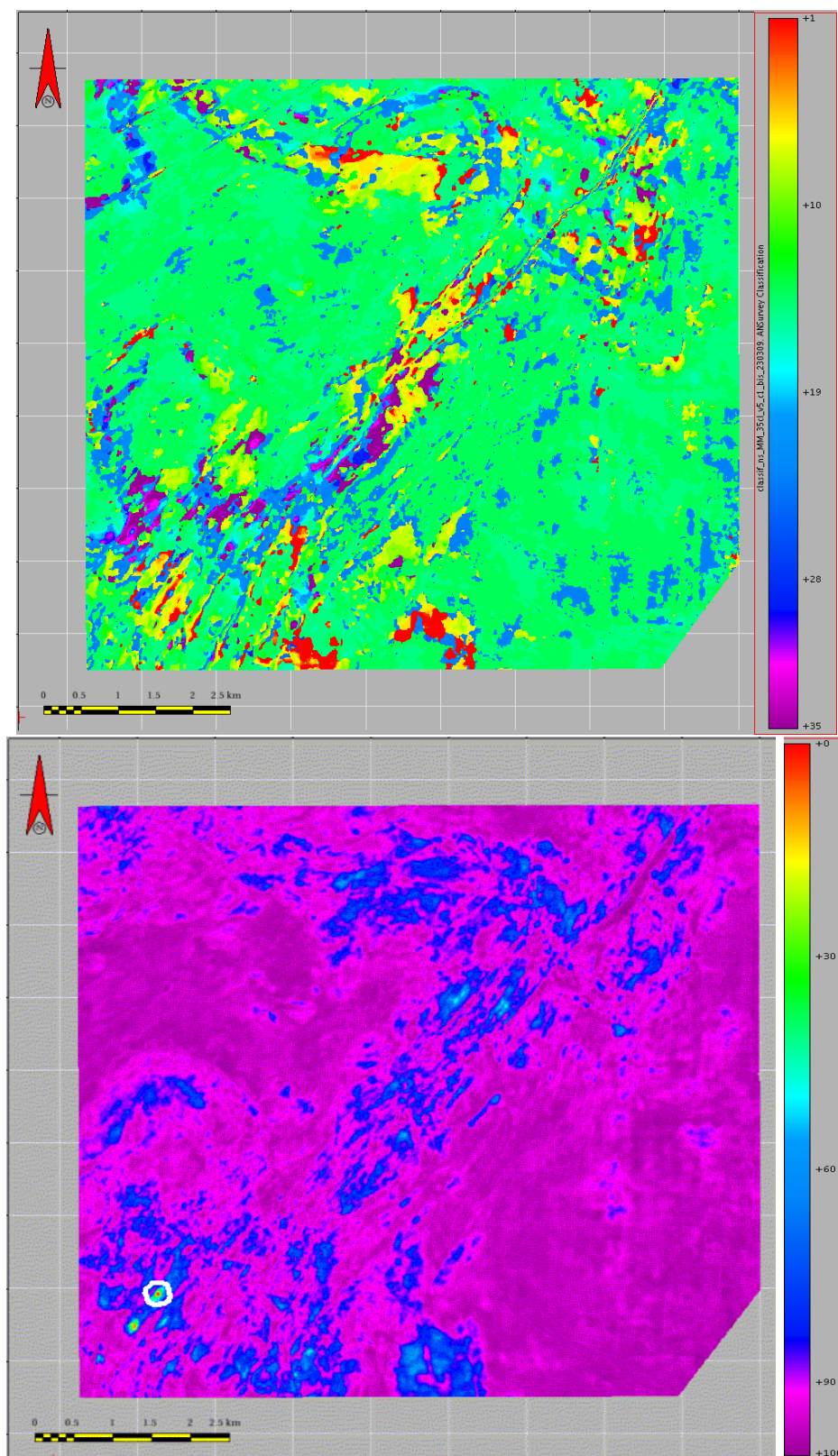


FIG. 6.5.6 – Predictive modeling : the model traces from the training phase have been applied to the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness. The white circle on the fitness map gives the location of well W-Beta1.

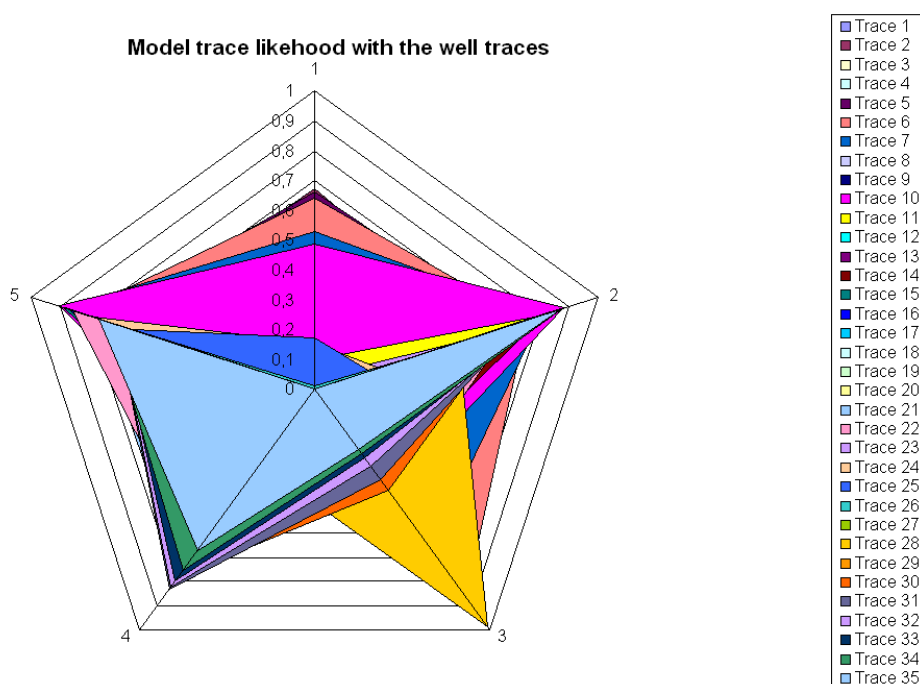


FIG. 6.5.7 – Likelihood of each model traces with the actual seismic trace of the five wells for Beta field.

We check the discrimination by calculating the likelihood of each model trace to explain the actual seismic traces at the well location (see figure 6.5.7).

The likelihood graph shows that a distinct groups of model traces explain the seismic traces on 4 wells (likelihood ≥ 0.8) while other can be linked to the first well ($0.6 \leq$ likelihood ≤ 0.7).

This means that there was no model quite comparable to the petrophysical models from the well W-Beta1 in the seismic data. This is confirmed by the fitness on the map 6.5.6 at well W-Beta1, which is the lowest fitness on the map.

6.5.2 Training from seismic data

6.5.2.1 Descriptive modeling

We perform the training phase on the actual seismic data (see figure 6.5.8). The model traces repartition shows several geological shapes : two channels (defined by green colors), debris flow deposits (in yellow, orange and red) and shale deposits (dark blue and purple). We also see some long lineaments which cut across the model trace repartition : the faults. The fitness map has a very high average value (greater than 90%), except for the channelized zones, where it is down to 70-80%.

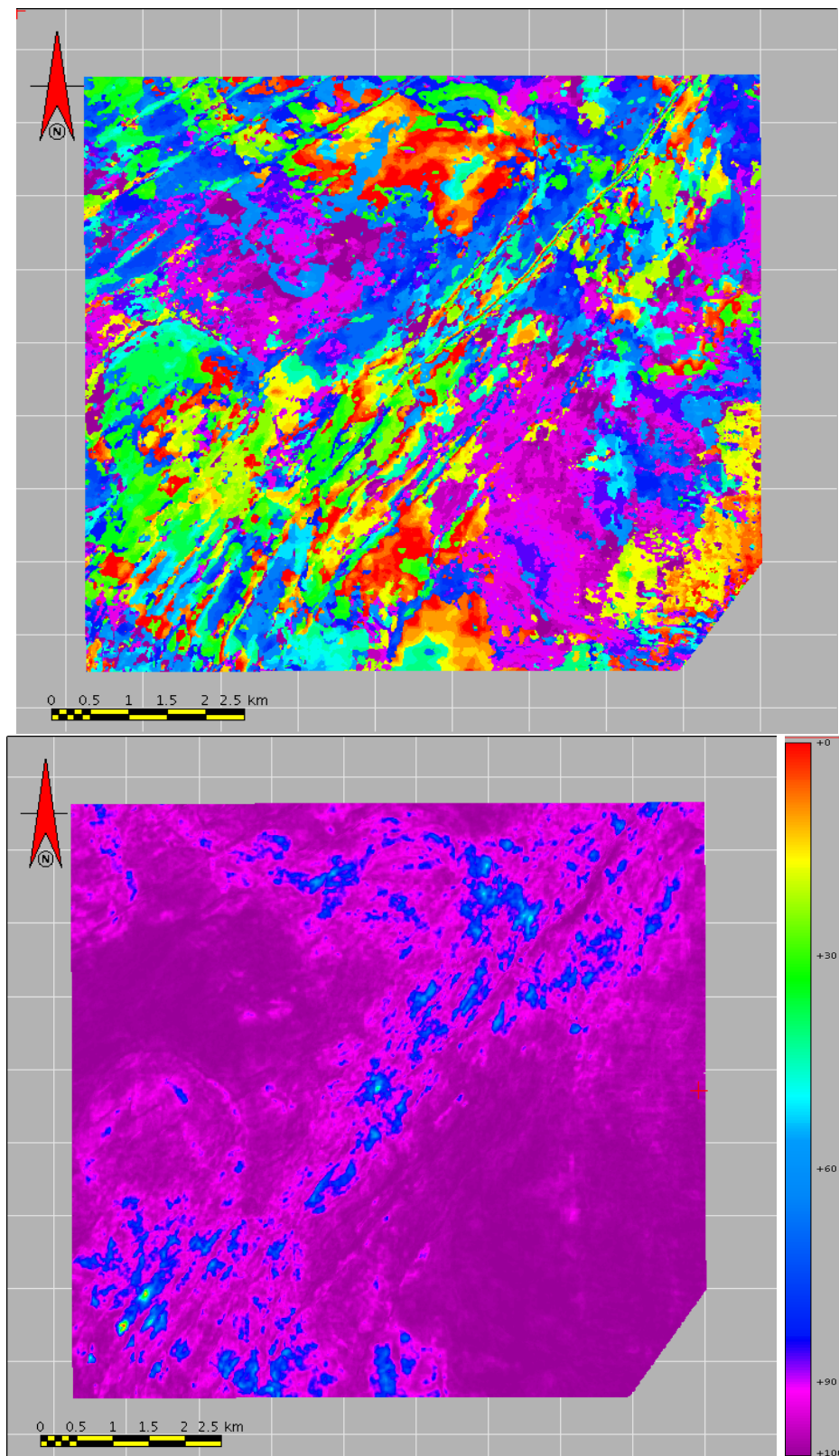


FIG. 6.5.8 – Descriptive modeling : the training phase has been performed on the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness.

We calculate the model trace likelihood with the seismic traces at well location. At this stage, since we do not know the petrophysical models which characterize the traces, this graph (6.5.9) shows the model trace variability against the actual seismic.

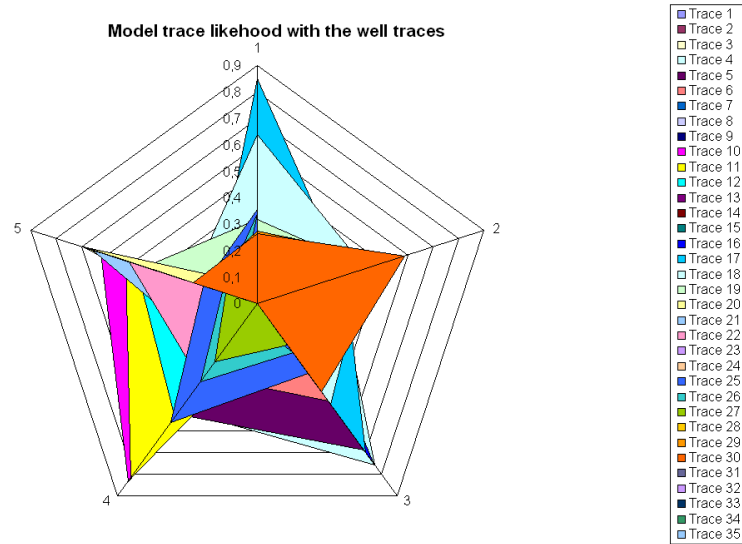


FIG. 6.5.9 – Likelihood of each model traces with the actual seismic trace at the five wells for Beta field.

6.5.2.2 Predictive modeling

Then we apply the model traces from the descriptive step on the Massive Modeling dataset. We need to verify if these model traces find a comparable response in the petrophysical models.

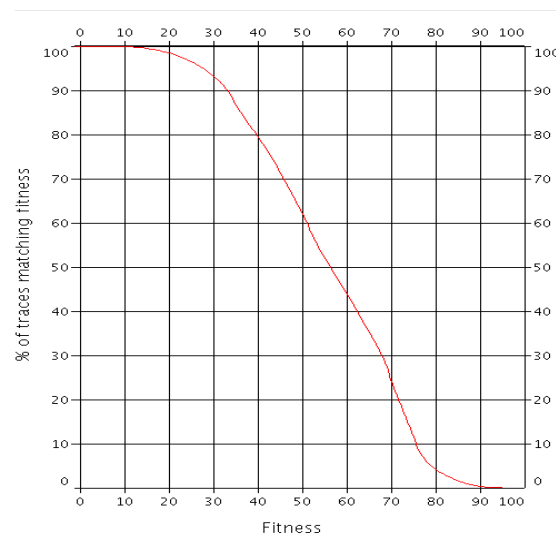


FIG. 6.5.10 – Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 60% of the model traces have a fitness greater than 50%.

In a first QC, we can check the explanation rate of the petrophysical model (see figure 6.5.10). 60% of the model traces explain 50% of the Massive Modeling dataset ; this is not fully satisfactory.

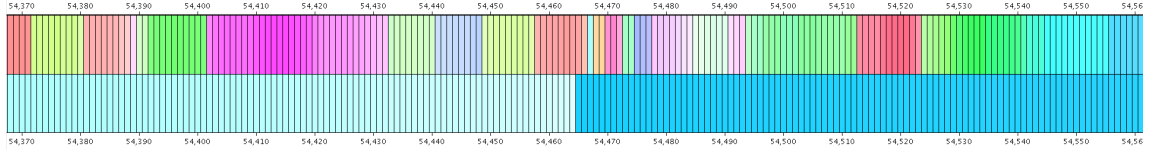


FIG. 6.5.11 – A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors displayed on the top row are quite dull, this means that the fitness for the traces presented here is low. See figure 6.5.2

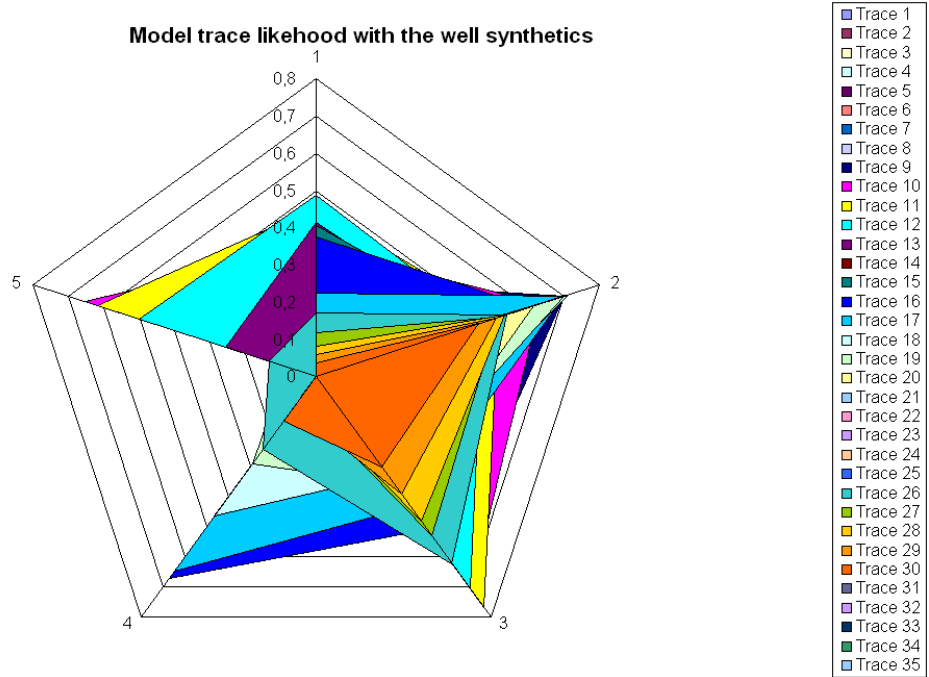


FIG. 6.5.12 – Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the five wells for Beta field.

We check the discrimination with a likelihood graph, by calculating the likelihood of each model trace to explain the synthetic traces at the well location (see figure 6.5.12). We observe that the maximum likelihood value for all model traces is around 0.75. Distinct groups of model traces explain quite well the wells W-Beta2 and W-Beta3 (likelihood ≥ 0.7). Otherwise, for the other wells, the value is down to 0.6. Also, most of the model traces have values lesser than 0.5 ; this means that the classification was not quite successful in finding petrophysical models explaining the model traces. This is explained by the wide variability of the seismic traces which is not properly simulated in the petrophysical models from the Massive Modeling dataset.

6.5.3 Validation and interpretation of results

The classification maps from the two approaches (petrophysical training and seismic training) are interpreted in terms of geological and structural content, and compared to each other.

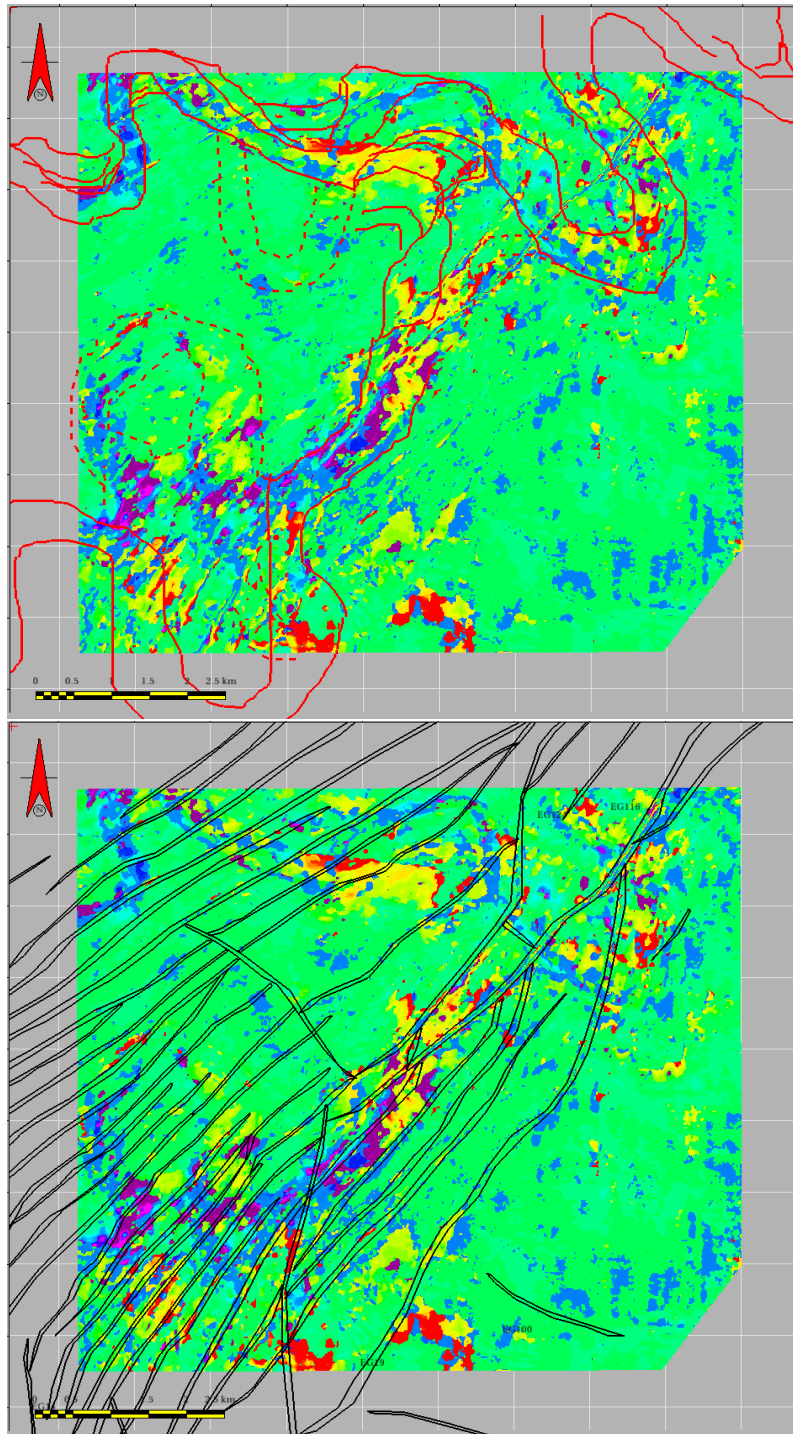


FIG. 6.5.13 – The classification map from the petrophysical training with geological interpretation on top, with structural interpretation on the bottom picture.

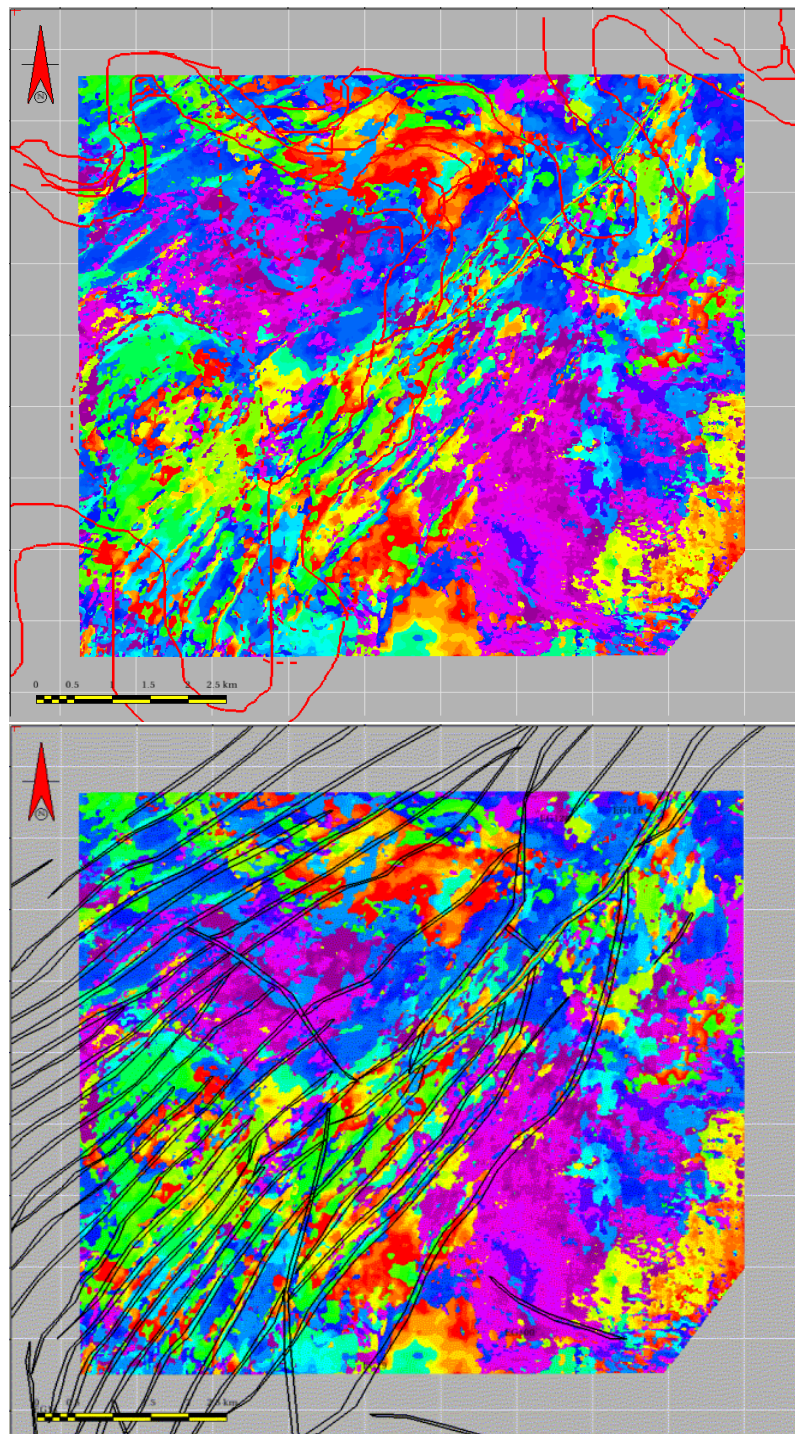


FIG. 6.5.14 – The classification map from the seismic training with geological interpretation on the top, with structural interpretation on the bottom.

Geological and structural interpretations provided by geologists were overlaid on both maps.

On the map 6.5.13, the channels interpreted on the data are very well defined by the model traces (bluish and purple colors). The debris flow deposits inside the channels and in the crescent-shaped area (top-middle in the figure) are fairly well defined by the red to yellow model traces. A large area of the map is green, which correspond to the shale deposits. The structural interpretation shows that some of the faults can be seen in the classification map (such as the top-left and bottom-left area of the map).

On the map 6.5.14, the channels are fairly well defined by the model traces (green and light blue colors). The debris flow deposits inside the channels and in the crescent-shaped area are very well defined by the red and orange model traces. The shale deposits are characterized by several model traces (from dark blue to purple colors) with very wide coherent zones. The structural interpretation of this map shows that most of the faults can be seen in the classification map.

The classification map, from the seismic training, actually shows some variability (several distinct model traces) for the shale deposits, whereas the classification map from the petrophysical training explains the shales with very similar model traces (green colors). This was to be expected, since the five wells from the field were drilled in different channel sequences. The petrophysical models for shales could not be derived from the geostatistical variability given by the wells.

6.6 Data Preparation for the Gamma Field

The same methodology is now applied to the Gamma Field, a carbonate field constrained by several wells.

The data being confidential, they are not fully described in this chapter.

The interval of interest is 50ms thick. The geology shows a layer-cake model with three main facies : dolomites, limestones and anhydrites with low petrophysical variability. The objective of this study is to see if seismic facies can be discriminated by the methodology.

6.6.1 Well log preparation

6.6.1.1 Well log blocking

The original logs consist in P and S velocities and densities at a 1m sampling step. We need to block the logs at the stratigraphic scale to reduce the number of parameters to handle for the optimization. The geological interpretation provides only two stratigraphic markers for each well : the top and the bottom of the interval of interest. Therefore we need to create other markers with a well segmentation method. This is done by partitioning log data into segments and using the mean value of the data points falling within the segment to represent the original data. In order to accurately represent the original data, each segment is allowed to have arbitrary length. In this way, areas where data points have low variation will be represented by a single segment while areas where data points have high variation will have many segments. The quality of each segment is evaluated in a least-square sense (Himberg *et al.* 2001).

We create 19 new markers (i.e. 20 macro-layers) for each well. By creating these new markers, we increase the probability of introducing variability for the Massive Modeling step, since the well segmentation approach relies on log shape.

An example of results for this blocking step is shown on one of the wells in figure 6.6.1, where the synthetic of the blocked logs is compared with the actual near seismic.

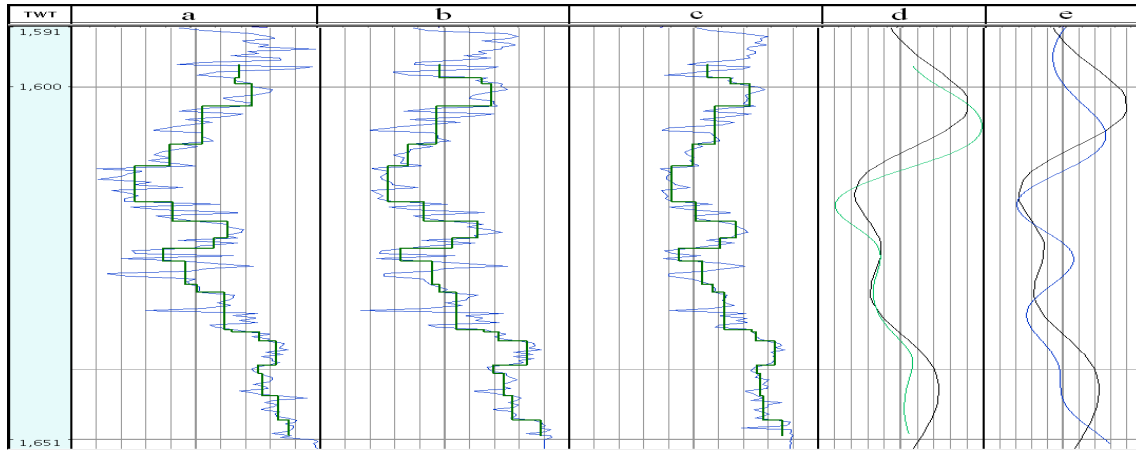


FIG. 6.6.1 – Well log blocking results. This figure shows the original logs in black and the blocked logs in green for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie with the original logs is of poor quality.

6.6.1.2 Blocking optimization

As can be seen on figure 6.6.1, the synthetic seismogram from the blocked logs is different from the trace at well location. The blocking optimization purpose is to lessen this difference, so as to obtain well logs with a very good calibration with the seismic. An example of the blocking optimization is shown in figure 6.6.2. The variations for the petroelastic properties were defined by : $\Delta\rho = 5\%$, $\Delta V_p = 10\%$ and $\Delta V_s = 15\%$. A variation for the thickness of the macro-layers was also defined : $\Delta z = 15\%$. The fitness function is shown hereafter. This step is repeated for each well of the field.

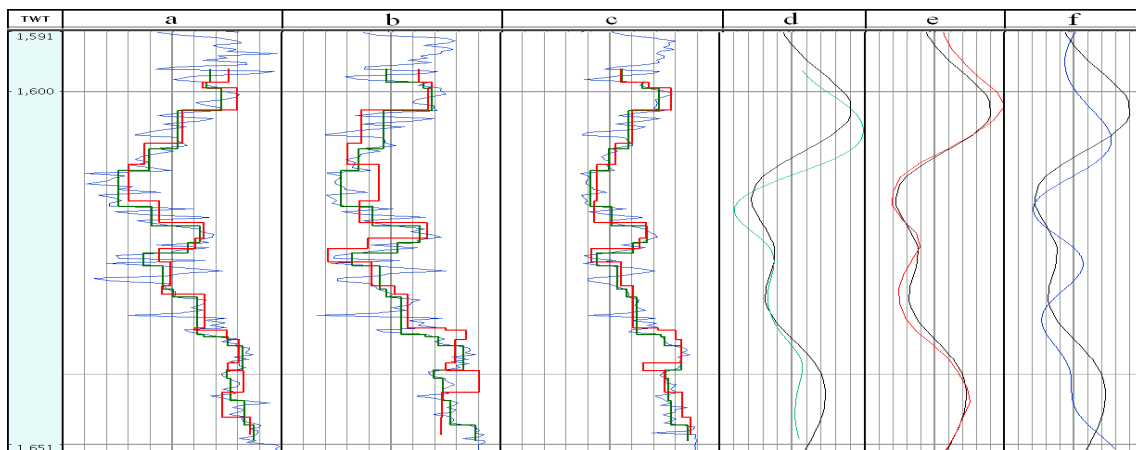


FIG. 6.6.2 – Well log blocking optimization procedure. This figure shows the original logs in black, the blocked logs in green and the optimized logs in red for (a) the density ρ , (b) the P velocity V_p and (c) the S velocity V_s . The near seismic trace is compared to (d) the synthetic of the blocked logs, (e) the synthetic of the best logs and (f) the synthetic of the original logs. The well-to-seismic tie has been greatly improved.

6.6.1.3 Massive Modeling

Figure 6.6.3 shows the properties and synthetics of a small part of the Massive Modeling volume which was generated from the wells of the field. Each 50 traces, an actual well has been replaced in the simulation.

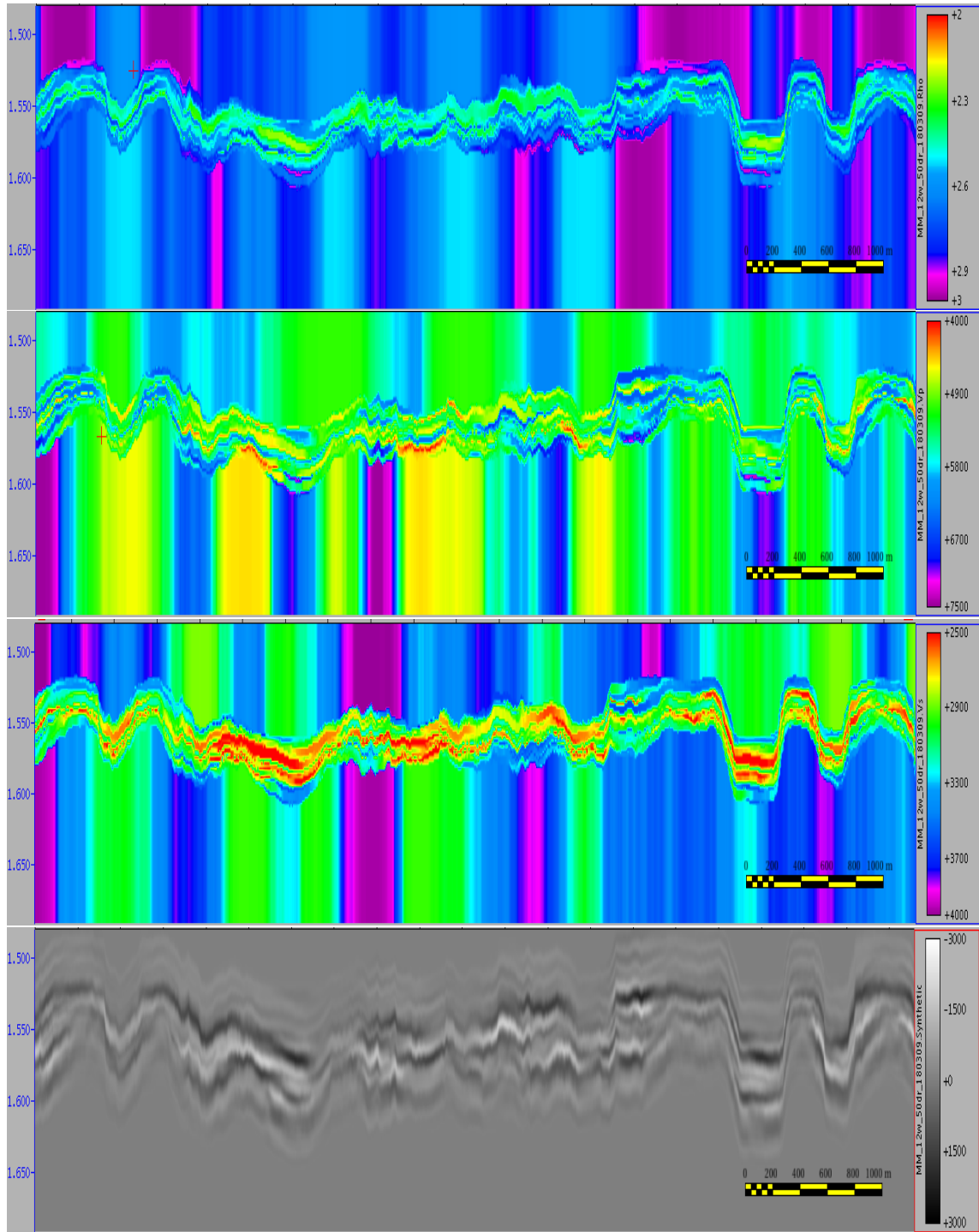


FIG. 6.6.3 – The Massive Modeling. The sections are respectively ρ , V_p , V_s and the synthetic seismograms.

6.6.2 Neural Network classification

6.6.3 Preliminary tests

Thickness influence The figure 6.6.4 shows the neuron repartition map for interval of 50ms and 100ms thick, centered on the reservoir of interest. We can see that the two maps show similar features, even if the zones on the 50ms map are smaller. There are no significant high frequency variations on the 50ms map, as shown in the first case study. Because of this, the two maps can be interpreted. Both maps were realized with 30 neurons. For the rest of the study, the interval thickness to be considered will be $t = 70\text{ms}$ (the exact size of the reservoir on the seismic data plus buffers).

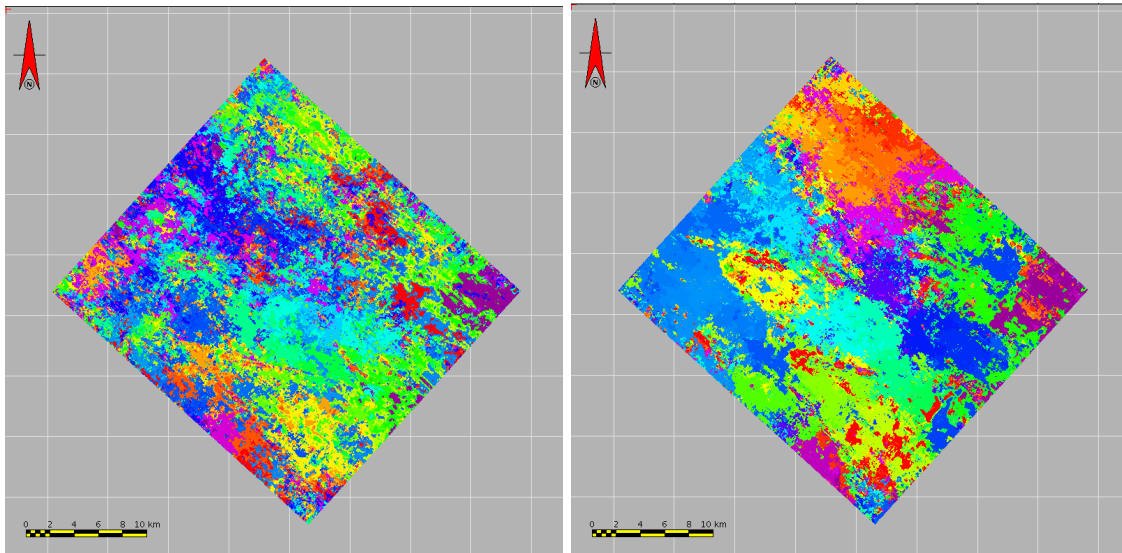


FIG. 6.6.4 – Non supervised Kohonen maps realized with an interval thickness of 50ms and 100ms.

Number of neurons Figure 6.6.5 shows three maps with different number of neurons and their respective model traces. This field shows low petrophysical variability on the well data. We can expect a small number of specific shapes for the classification. The map with 5 neurons on figure 6.6.5 is clearly unadapted. If we explore the seismic traces characterized by the first neuron, for example, we see a lot of traces which are significantly different from the model trace for this neuron. The map with 50 neurons is overfitted since some model traces are pure noise. We should choose an intermediate number of neurons, as shown with the 30 neuron map, where there are no noisy traces. 30 neuron maps seem to be the best size.

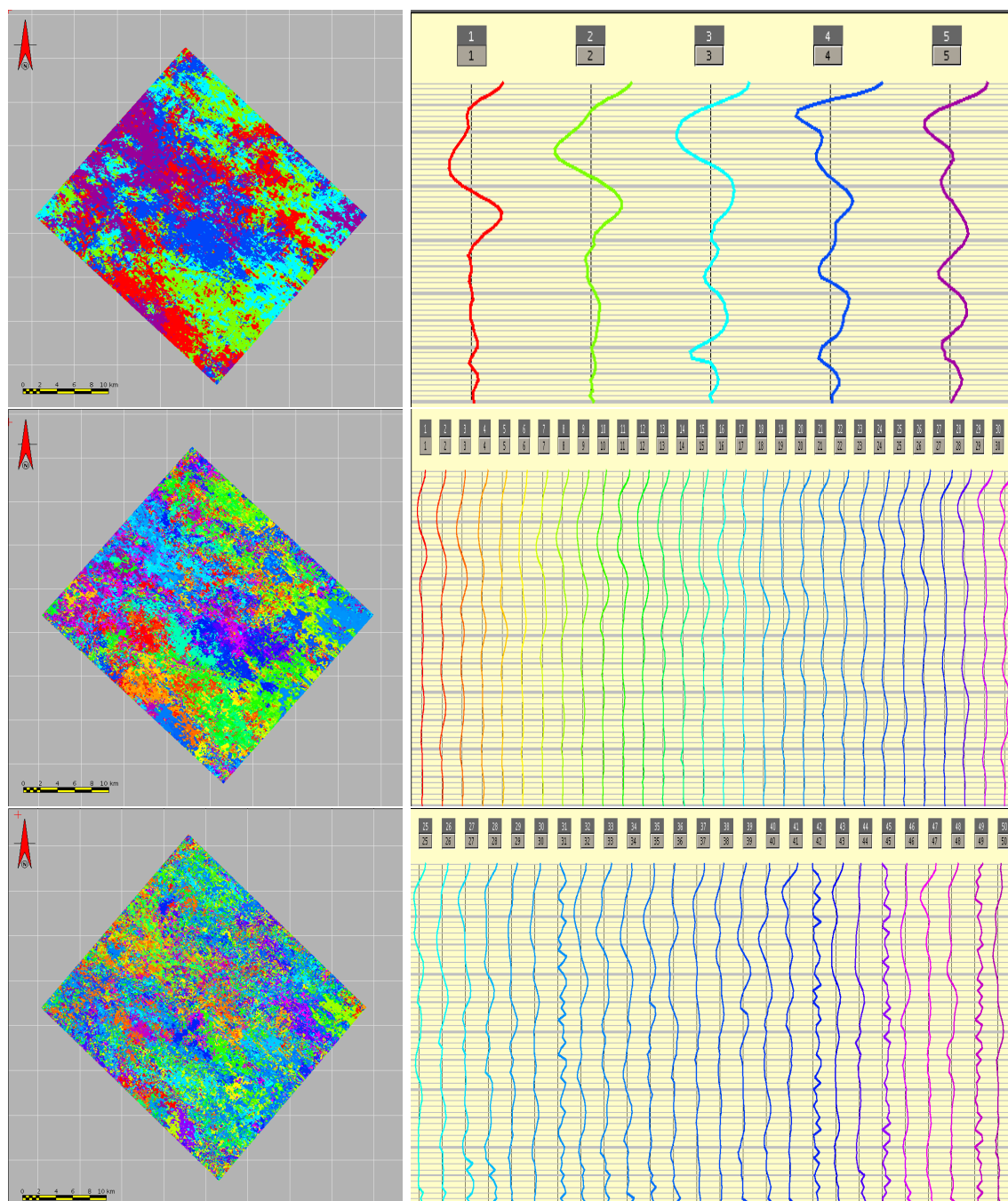


FIG. 6.6.5 – Non supervised Kohonen maps with respectively 5, 30 and 50 neurons. Next to each map, we show the resulting neurons (for the 50 neurons map, we show only the second half). Some traces from the 50 neurons map represent noise.

Neighbourhood radius The petrophysical variability of the field implies a small number of specific trace shapes. But we would like to have as many shapes as possible to be able to discriminate between facies. We should have a very small neighbourhood radius, this way, the network can find different shapes. This is illustrated on figure 6.6.6 with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. We can see that between the two tests, the neurons (line 2) are very similar. This means that even a radius of 1 is too much for the network. To optimize

the search for original patterns, we will use a neighbourhood radius of 0, and only the winning neuron will be updated in the learning phase.

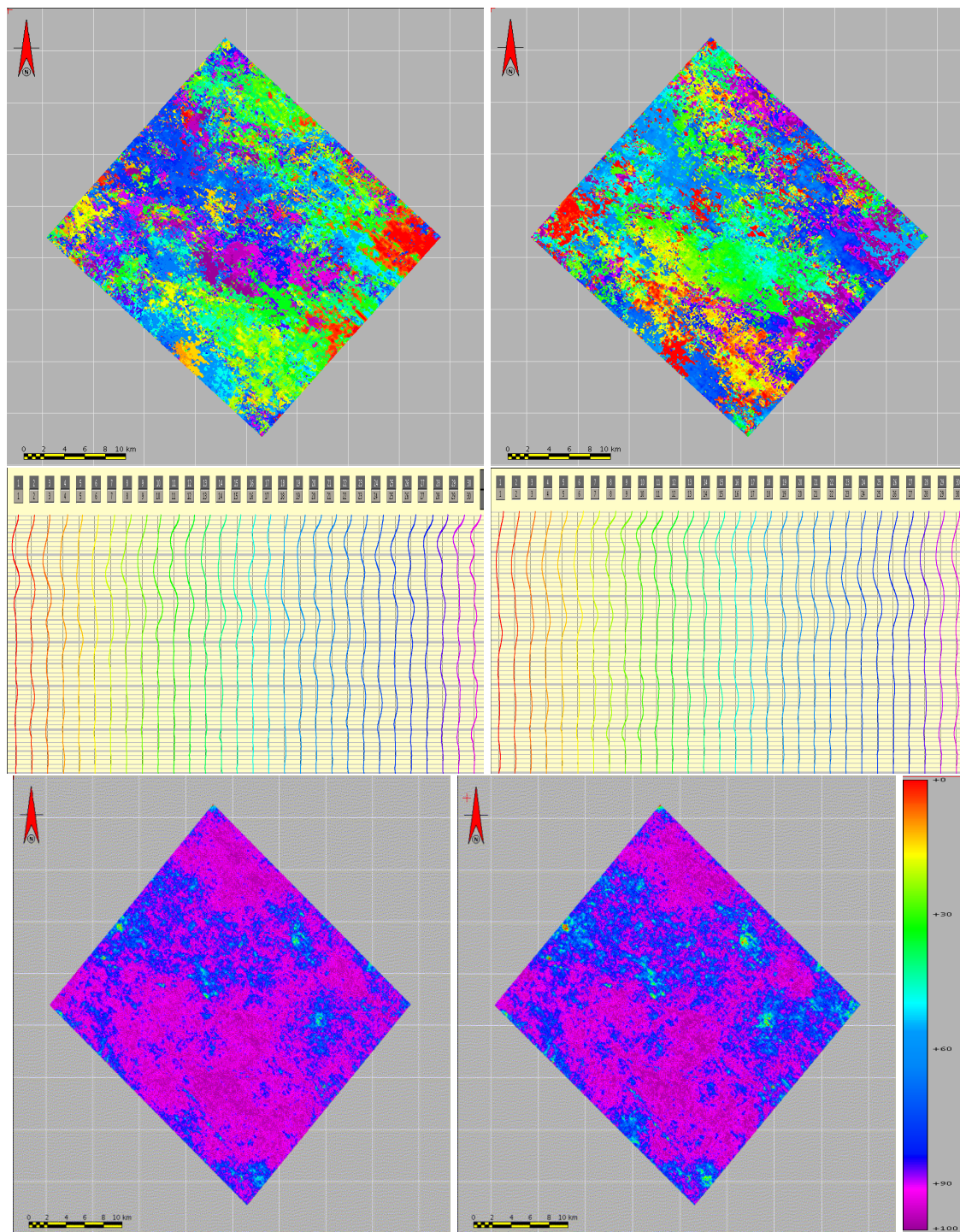


FIG. 6.6.6 – Non supervised Kohonen maps realized with neighbourhood radius of 1 and 10 neurons. The first line shows the neuron repartition, the second line the neurons. The last line shows the fitness.

6.7 Neural network classification applied to Gamma field

We recall that there are two ways to perform a supervised classification :

- the petrophysical training,
- the seismic training

Each of these approaches consists in two steps :

- a descriptive step where we train the neural network
- a predictive step where we apply the resulting neurons on the reference dataset

The outputs of a Kohonen network are two maps, one showing the neuron repartition, and one giving the correlation coefficient between a trace and its class. The neuron repartition maps always differ from one simulation to the next, since we cannot constrain the order of appearance of each neuron.

6.7.1 Training from petrophysical models

6.7.1.1 Descriptive modeling

We perform the unsupervised training of the petrophysical models generated with our Massive Modeling algorithm. We can visualize the repartition of the neurons and the fitness between the neurons and the traces. A small part of the Massive Modeling volume is shown on figure 6.7.1. We can see that the model traces explain very well the data, as shown in the second line of the figure (fitness average value 75%). This can also be seen on figure 6.7.2.

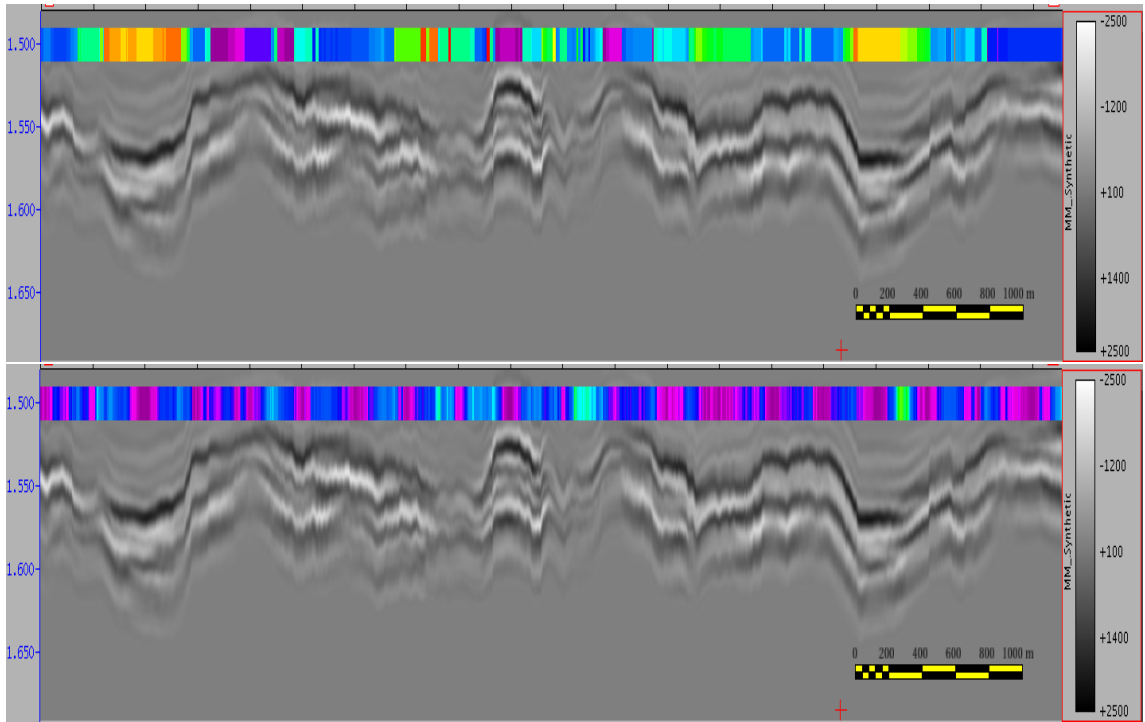


FIG. 6.7.1 – A small part of the Massive Modeling volume, with the neuron repartition (top line) and the fitness (bottom line) for each trace.

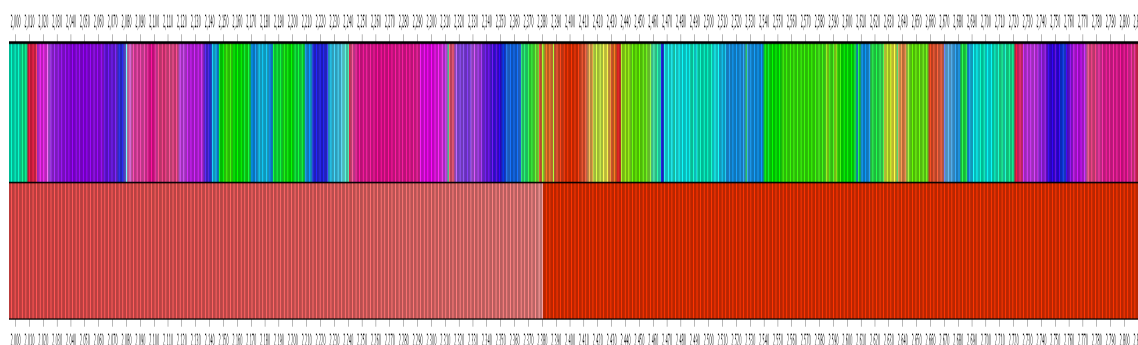


FIG. 6.7.2 – A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors displayed on the top row are very bright, this means that the fitness for the traces presented here is high. See figure 6.5.2 for explanation.

In a first QC, we can check the explanation rate of the petrophysical model (see figure 6.7.3). 70% of the model traces explain 80% of the Massive Modeling dataset, which is a very good result. The parameter variations for each model traces can be analyzed (see table 6.7.4). For the P velocity for example, the statistic show a very small scattering around the average value (the standard deviation is around 2% of the mean), for all the layers and all model traces. This means that the network describes very specific petrophysical models in the Massive Modeling volume.

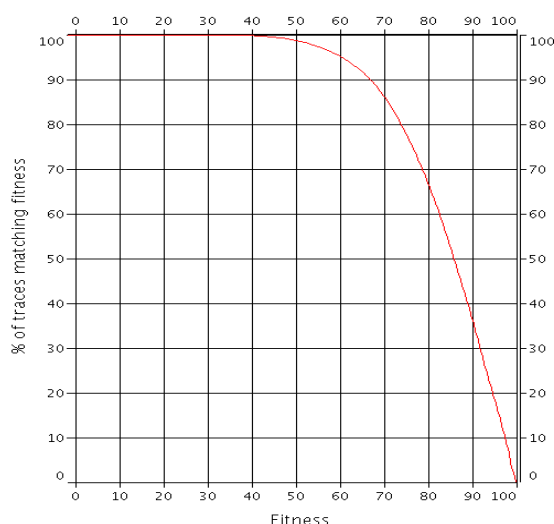


FIG. 6.7.3 – Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. 70% of the model traces have a fitness equal or greater than 80%, which is fully satisfactory.

Parameter	Layer	T0 avg	T0 std dev	T1 avg	T1 std dev	T2 avg	T2 std dev	T3 avg	T3 std dev
Thickness	1	7.887	6.887	6.024	4.2	14.395	9.276	6.612	5.503
Thickness	2	4.755	4.848	2.906	2.453	6.218	5.675	1.953	2.519
RHO_resam...	1	2.765	0.082	2.756	0.05	2.755	0.078	2.738	0.076
RHO_resam...	2	2.682	0.073	2.653	0.041	2.683	0.06	2.645	0.064
Vp_resampl...	1	5,700.421	245.757	5,687.309	150.244	5,586.66	262.739	5,385.271	248.571
Vp_resampl...	2	5,847.324	322.966	5,901.429	197.275	5,994.325	293.835	5,808.403	297.603

FIG. 6.7.4 – Part of the classification analysis table, showing the parameter average and standard deviation for each neuron. Here are shown the thickness, ρ and V_p for the two first layers and the four first neurons.

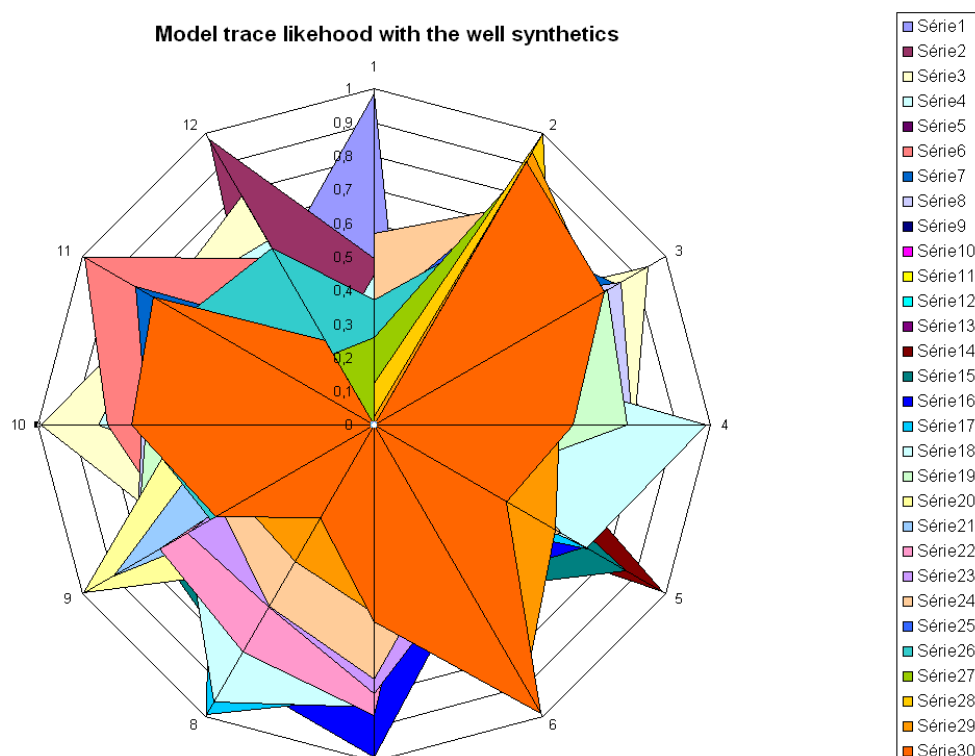


FIG. 6.7.5 – Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the twelve wells for Gamma field.

The likelihood graph 6.7.5 shows the groups of model traces that explain the synthetic traces of the wells. The explanation rate is fully satisfactory so we can go ahead with the study.

6.7.1.2 Predictive modeling

Then we classify with the neural network the actual seismic dataset with the model traces derived from the descriptive step. We obtain the maps shown on figure 6.7.6, where one can visualize the geological and structural content of the seismic interval. The map on the top, showing the repartition of the neurons, displays three wide zones (in blue) which are interpreted as the dolomitic (left side), anhydritic (top-right area) and limestone (bottom-right are) zones of the field. This map also displays some irregular lineaments, which are in fact faults and collapse zones (permeable drains).

The map on the bottom shows the fitness of the winning model traces with the concerned seismic traces. The average fitness is around 80% and in the three zones described just before, the fitness is around 60%.

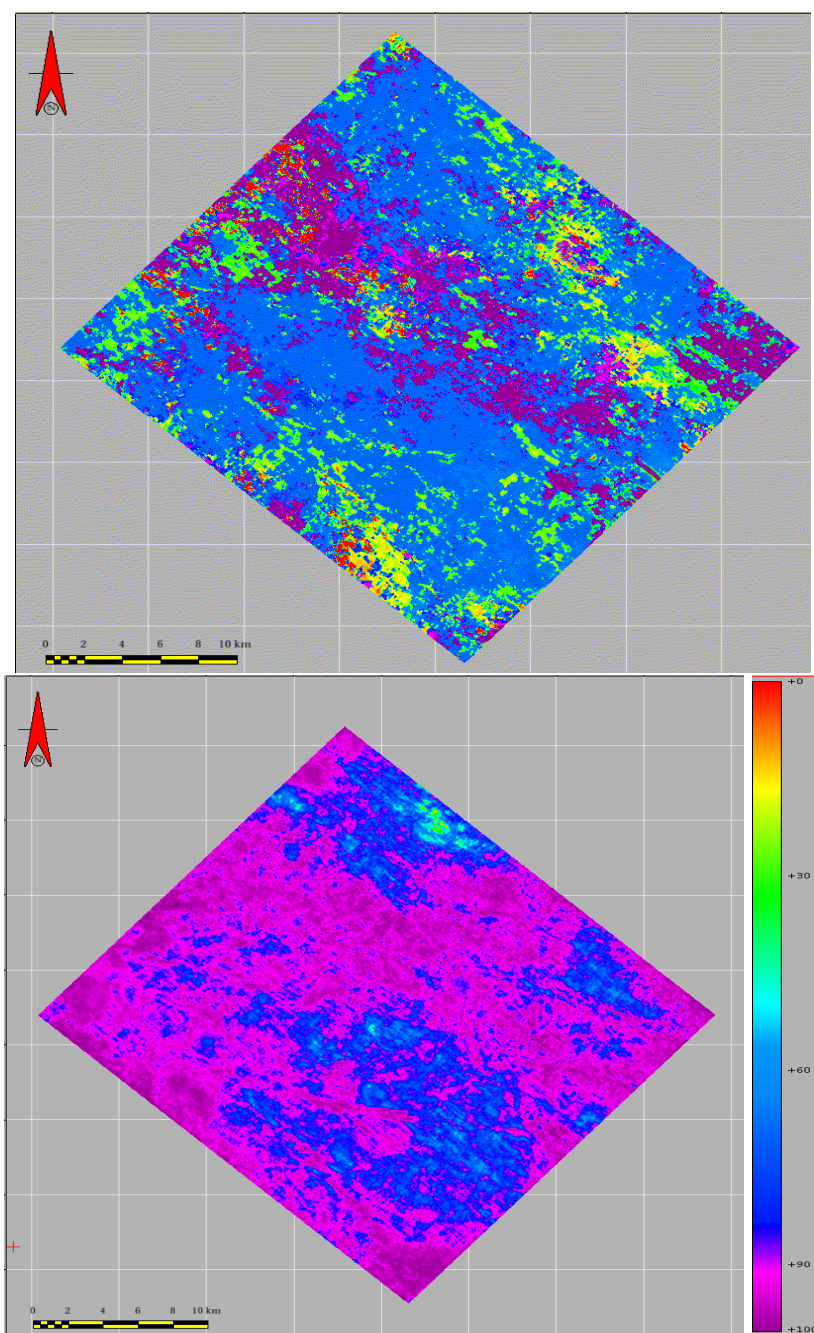


FIG. 6.7.6 – Predictive modeling : the model traces from the training phase have been applied to the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness. The location of the two well clusters has been removed for confidentiality.

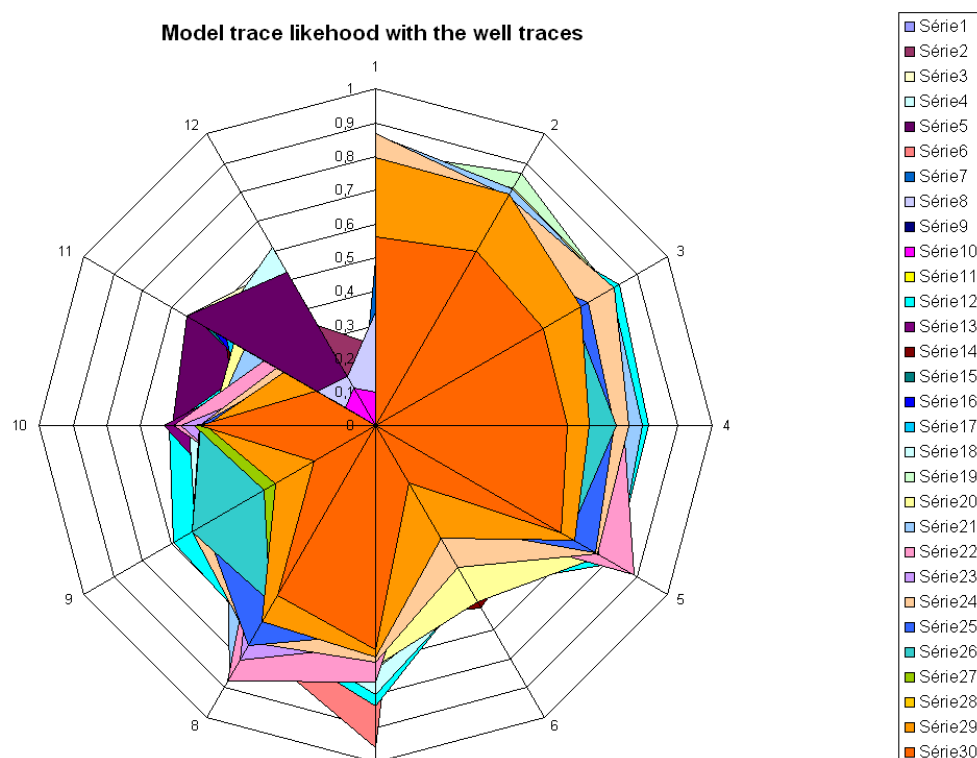


FIG. 6.7.7 – Likelihood of each model traces with the actual seismic trace at the well location for Gamma Field.

We check the discrimination by calculating the likelihood of each model traces with the seismic traces at the well locations (see figure 6.7.7). This graph shows that a few distinct groups of model traces explain the seismic traces, while the other have a low likelihood on several neighbouring wells. The overall likelihood is quite low.

All these observations mean that the supervised classification was not quite successful in linking the petrophysical models with the actual seismic traces.

6.7.2 Training from seismic data

6.7.2.1 Descriptive modeling

We perform the training phase on the actual seismic data (see figure 6.7.8). The model trace repartition shows essentially three units (orange to green), surrounded by blue and purple zones. The largest zone (bottom-left of the figure) shows 2 purple lineaments which are in fact collapse zones (permeable drains). The fitness map has a very high average value (greater than 90%), except for some zones which cannot be linked to any geological interpretation. These zones have a low quality signal which might be explained by gas-bearing deposits.

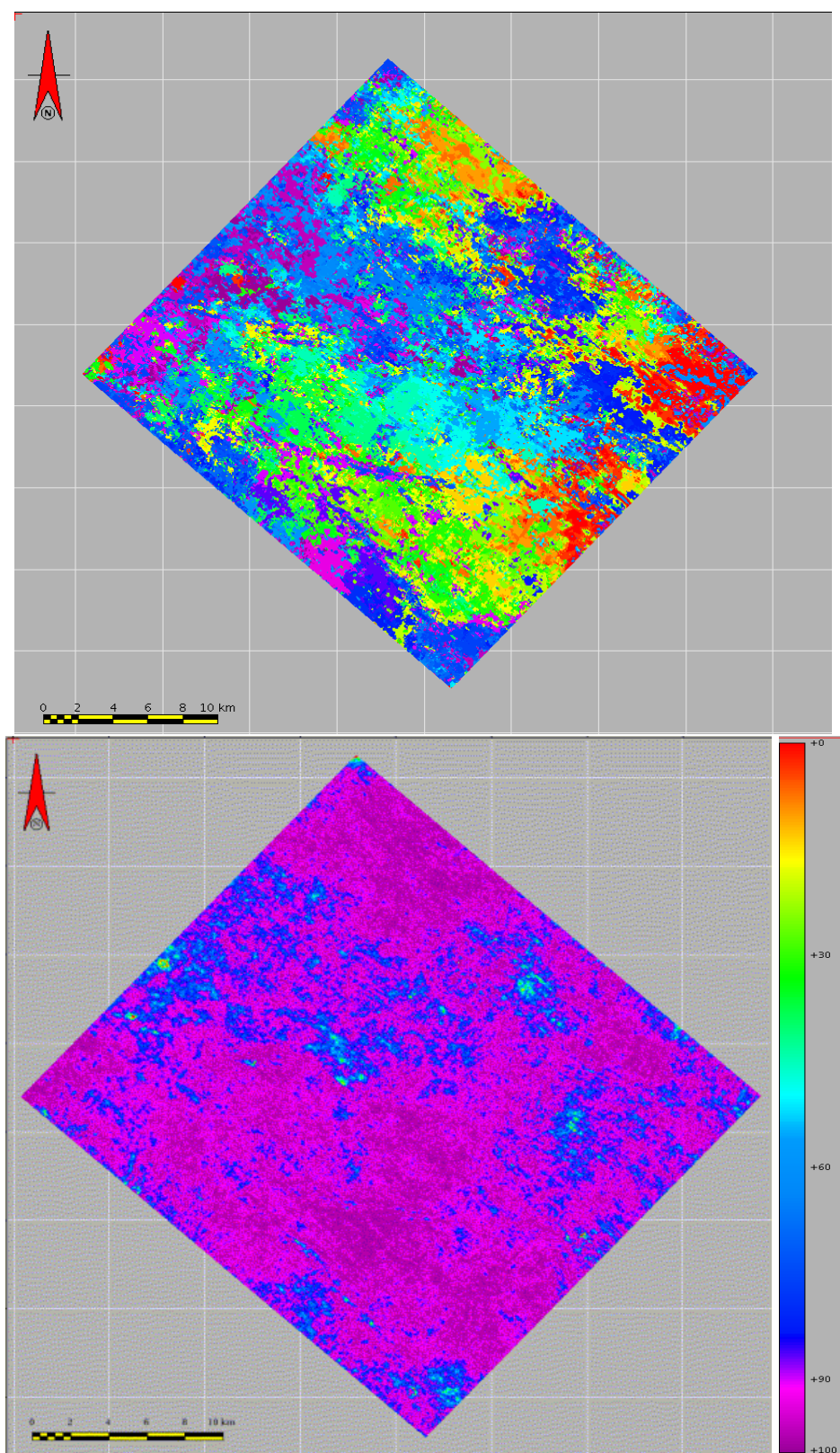


FIG. 6.7.8 – Descriptive modeling : the training phase has been performed on the actual seismic traces. The maps show the classification and the fitness.

We calculate the model trace likelihood with the seismic traces at the well locations. This graph (6.7.9) shows the model trace variability against the actual seismic. We see two kinds of behavior on this graph : the model traces which have a high likelihood on several neighbouring wells, and the model traces that have an overall low likelihood except for one well.

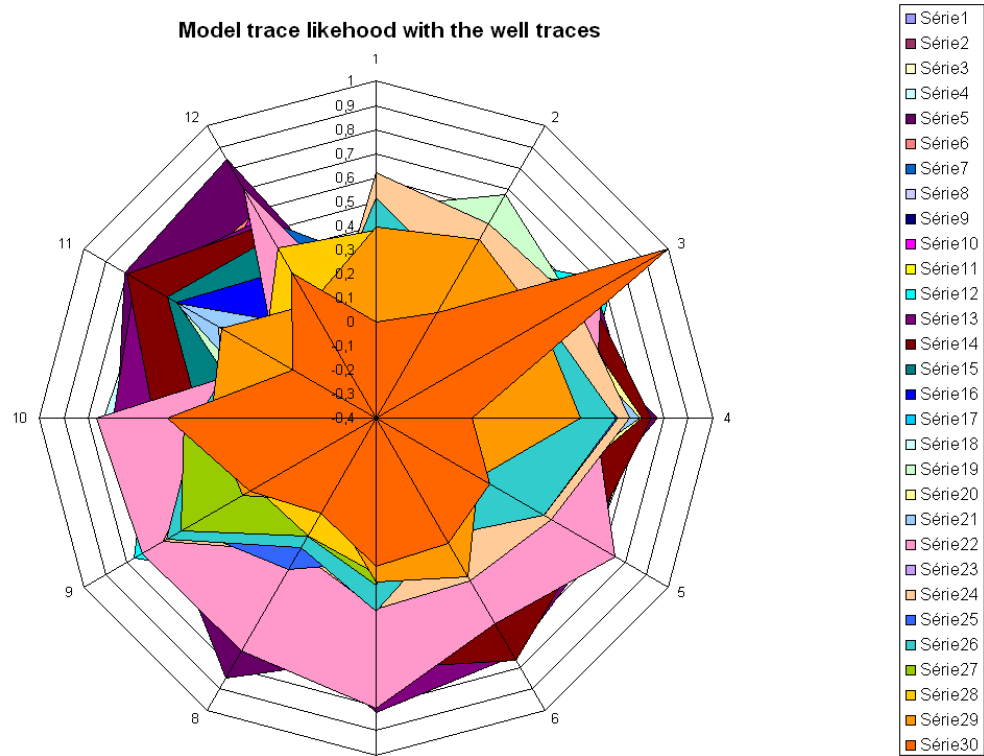


FIG. 6.7.9 – Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the well location for Gamma Field.

6.7.2.2 Predictive modeling

Then we classify with the neural network the Massive Modeling dataset with the model traces derived from the descriptive step, to see if they find a comparable seismic response within the generated petrophysical models.

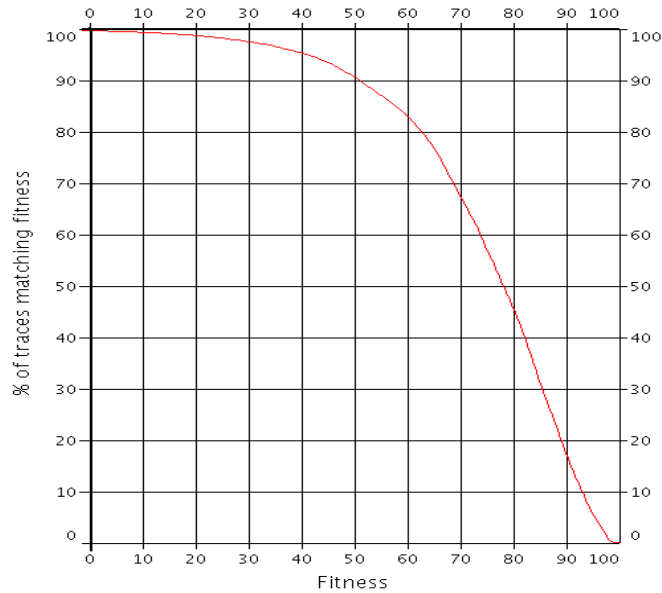


FIG. 6.7.10 – Graph showing the percentage of model traces exceeding the fitness on the abscissa. For example, 70% of the model traces have a fitness greater than 70%.

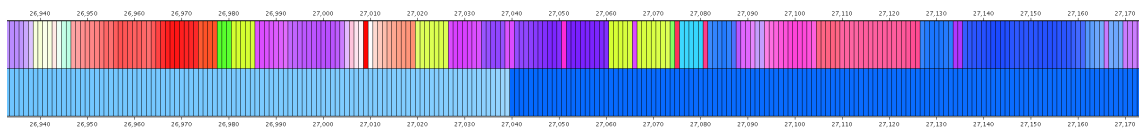


FIG. 6.7.11 – A small part of the color-coded visualization of the classification. The colors of some groups of traces displayed on the top row are quite dull, this means that the fitness for these traces is low. See figure 6.5.2 for explanation.

The explanation rate of the Petrophysical models, provided by the figure 6.7.10 is very high : 70% of the model traces have a fitness greater than 70%, which is fully satisfactory. The figure 6.7.11 shows that in spite of the high explanation rate, some area have a very low fitness.

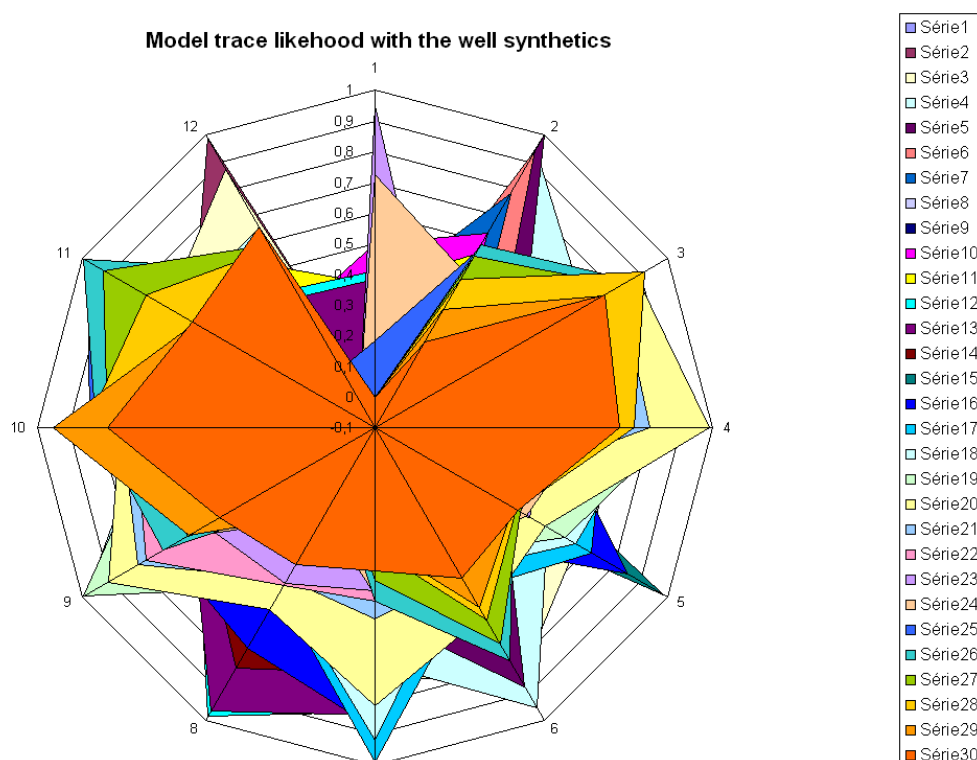


FIG. 6.7.12 – Likelihood of each model traces with the synthetic traces of the twelve wells for Gamma field.

The final step is to check the likelihood of the seismic model traces to explain the petrophysical models from the Massive Modeling dataset (see figure 6.7.12).

We observe that the maximum likelihood value for all model traces is around 1. We observe two kinds of behaviour on this figure : the model traces either have a very high likelihood with the well synthetics, or they have a average fitness for all the wells. For the latter, this means that the seismic data contains more variability than the petrophysical models from the Massive Modeling volume, discriminated by the predictive modeling. There are 2 clusters of wells in the Gamma field. They actually represent two families of very similar petrophysical properties. The seismic data contains variabilities which were not sampled by the wells.

6.7.3 Validation and interpretation of results

The classification maps obtained in the two approaches (petrophysical training and seismic training) are interpreted in terms of geological and structural content, and compared to each other.

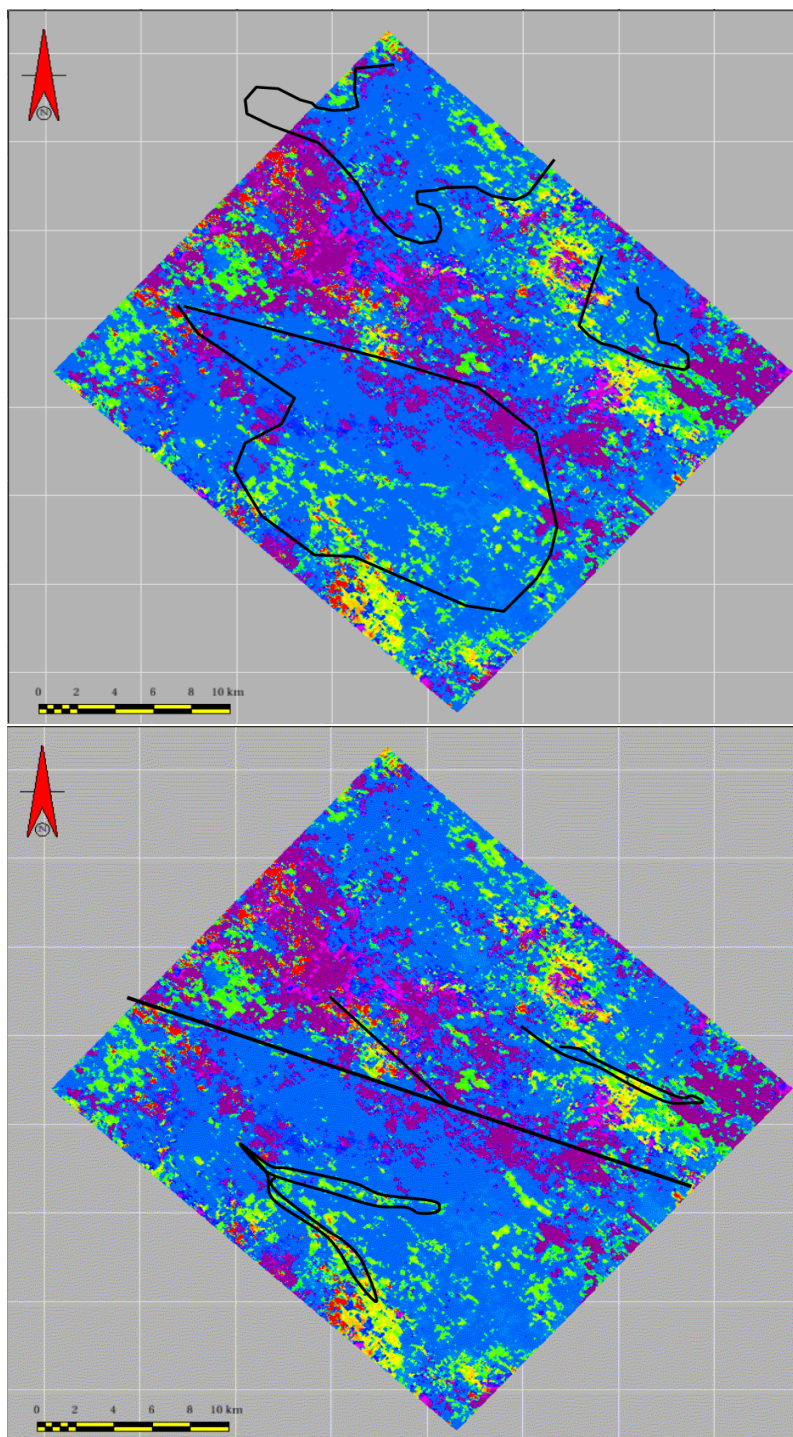


FIG. 6.7.13 – The classification map from the petrophysical training with geological interpretation on top, with structural interpretation on the bottom picture.

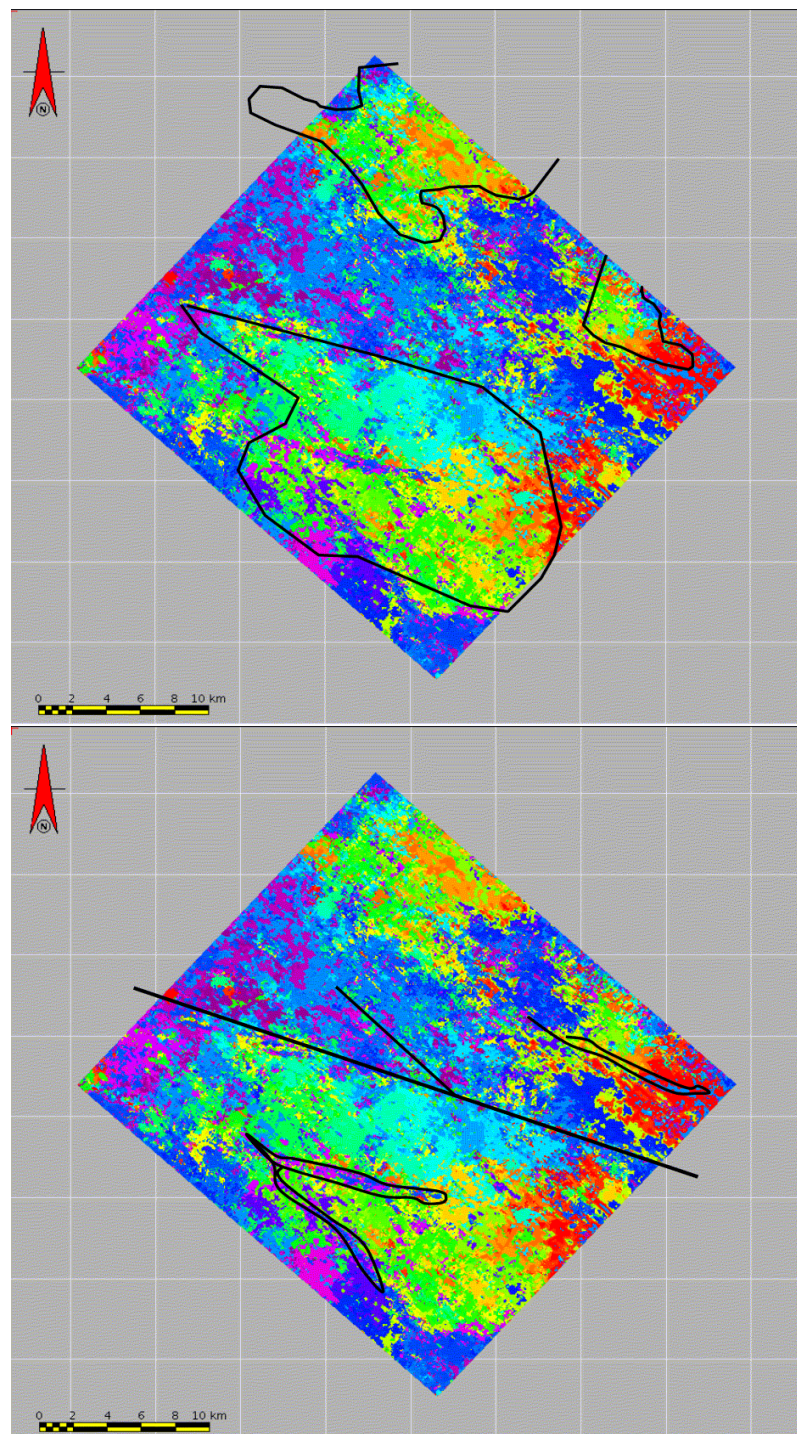


FIG. 6.7.14 – The classification map from the seismic training with geological interpretation on the top, with structural interpretation on the bottom.

Geological and structural interpretations provided by geologists were overlaid on both maps.

On the map 6.7.13, three wide zones are identified by the blue model traces. These zones are interpreted as the dolomitic (left side), anhydritic (top-right area) and limestone (bottom-right area) dominant facies zones, but the classification map does not show any variability between them. The structural interpretation shows that the faults and collapse zones can be seen in the classification map.

On the map 6.7.14, three zones are identified by the red to green model traces. We think that these zones correspond to dominant facies signatures which are interpreted as the dolomitic (left side), anhydritic (top-right area) and limestone (bottom-right area) dominant facies. The structural interpretation of this map shows that the faults can be seen in the classification map, and the main collapse zones (permeable drains) are defined by the purple model traces.

The classification map, from the seismic training, actually shows more variability (several distinct model traces) on the whole map, whereas the classification map from the petrophysical training shows only some of the model traces. This was to be expected, since only specific petrophysical models have been generated with the two well clusters. The missing petrophysical models could not be derived from the geostatistical variability given by the wells.

6.8 Concluding remarks and perspectives

Extensive 1D-modeling was carried out to comprehend trace shape variations due to petrophysical variability. This was fundamental to assign a realistic realisation of properties to each seismic trace.

The first step is to simulate all possible petrophysical models, and to do so we extend the well database, by creating as many pseudo-wells as needed with an improved Massive Modeling scheme. We generate all possible 1D models through geostatistical simulations from the wells.

The next step is to use neural networks which train on the variety of waveforms and generates a series of model traces called neurons that best represent the diversity of shapes. Seismic traces extracted over a time interval are input to the classification process.

Rigorous study of this technique on two 3D datasets with different geological settings has produced promising results to derive properties that could be used in a reservoir modeling sense. On the clastic case, the geological bodies were identified by the methodology. A seismic facies interpretation was also possible on these data. On the carbonate case, a macro-facies interpretation has been done, and the collapse zones identified.

The choice of parameters for our methodology is highly data-dependent, but tools are available to quantify their effect, and guide the user through the study.

We are currently implementing the last step of our methodology, where we get the petrophysical models assigned to each seismic trace.

PARTIE III

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Concluding remarks and future research

This thesis is dedicated to developing innovative approaches in reservoir characterization, while focusing on the dynamic grid as information support. Traditional techniques are essentially based on the fine geological model. The dynamic reservoir model is then derived after an upscaling phase. Despite technological advances, this upscaling phase is still a problem since it causes petrophysical bias, particularly on the dynamic properties. We therefore propose a complementary approach that consists in working directly on the reservoir grid to reduce the uncertainties on the static properties, without using the geological model. The dynamic modeling step on the reservoir model is mainly affected by the errors on the dynamic properties. Methods arising from this approach are presented here and have been validated on several case studies.

The work of this thesis have resulted in algorithms and tools programmed in Java and implemented in SISIMAGE[®], the seismic interpretation platform developed by TOTAL.

Outcomes of this thesis

Structural uncertainty effects in reservoir models

The traditional validation workflows for reservoir models are affected by errors of various origins. In the first part of the thesis, we have illustrated the importance of knowing the geometry of the reservoir prior to the stratigraphic inversion. To see the impact of structural uncertainty in a traditional reservoir characterization study, we generated not one but several models, all consistent with the local geology. We then inverted the seismic data and conducted a petrophysical classification of the resulting attributes. Facies have been interpreted in the reservoir models, which were analyzed in a systematic way. Taking into account structural uncertainties can help assess their effect on the repartition of facies in the reservoir grid.

Scale change problematic

Traditional reservoir characterization methods use seismic data to constrain the model. These data, which reflect property contrasts between stratigraphic layers, are the only source of information that covers the entire reservoir. The actual values of the properties are only known at the well locations.

Furthermore, the attributes derived from seismic data are at a different scale from that of the reservoir and we need to either operate a scale change of these attributes, with all the problems associated to upscaling, or simulate reservoir properties using the attributes as secondary variables. We propose two innovative approaches in reservoir characterization,

taking into account different scales of observation ; these approaches form the essential work of this thesis.

Gradual deformation inversion

We address the problem of scale changes using a geostatistical simulation method : the gradual deformation. This method has been developed in other contexts, for example in history matching, but here it is applied for the first time to seismic data inversion. This process of inversion is used to generate seismic attributes directly at the reservoir scale, with well conditioning, and with an objective function based on seismic comparison.

Petrophysical inversion with neural supervised classification

Neural networks can handle a very large number of parameters poorly constrained by data at different scales. The basic geological information is provided by well data, blocked at the reservoir scale and constrained by seismic data. Well data are the only direct access to reservoir properties, but are in insufficient volume to characterize the entire 3D seismic block. We generate a reference population with the help of the Massive Modeling which creates thousands of synthetic logs by geostatistical interpolation between wells. We use unsupervised neural networks (Kohonen maps) in two phases : the learning phase on the reference population, then the supervised classification on actual data. The resulting maps allow the delineation of large areas, according to their petrophysical properties. This zonation is consistent with geological interpretation carried out independently. The originality of our approach lies in the reconciliation the well, seismic and reservoir scales, made possible by neural supervised classification. We validated the method on clastic and carbonate reservoirs.

Future work

Our work was developed in pursuit of operational efficiency. This led to inevitable simplifications. For example, the method for seismic modeling is deliberately simplistic (multi-1D convolution) to be as interactive as possible.

The methods developed in this thesis have been tested and validated on three actual case studies chosen for their geological diversity. It will be interesting to test these methods on other cases to ensure their robustness. The approaches are complemented with tools to discuss the validity of results. All the tools are operational and will remain in constant evolution.

Possible improvements

The gradual deformation inversion remains a product which could be improved :

- Optimization of property space exploration : we have used the basic formulation of the gradual deformation. It may be replaced by a more sophisticated approach that uses several secondary realizations and a gradient search (Hu and Ravalec-Dupin 2004).
- Optimization based on actual seismic data : the processes were constrained by synthetic data, calculated from previous inversion results providing "solutions" to compare our property realizations. The next step will be to directly use the actual data.

- Using a petroelastic model : the current processes recover the density and seismic velocities. The implementation may include a PEM to recover the petrophysical properties.

The petrophysical inversion by neural supervised classification could be complemented by a process assigning the best suited petrophysical model to each seismic trace.

We have seen that in our Massive Modeling approach, the new petrophysical models were generated by SGS, by continuous variations of properties and thickness of layers. This is well suited for a tabular geology (as the Gamma field), but not for a complex geology (Beta field) showing channels, pinch-outs or other discontinuous geological objects. It would be interesting to improve the Massive Modeling by integrating the stratigraphic interpretation to model variations that would follow the geology.

Finally, other tools for analyzing the petrophysical discrimination could be envisaged to facilitate the understanding of petrophysics-seismic relationships. We can suggest, for example, the reorganization of the traces of the learning volume based on the model trace and correlation, or the generation of $H\phi$ graphs.

Seismic reservoir characterization is an important discipline in exploration and field development with applications from prospect identification to detailed reservoir delineation, including reservoir geometry, reservoir lithology, sealing capability and reservoir quality. To improve the accuracy of reservoir property prediction and minimize the uncertainties, we need to explore the geological, geophysical and reservoir domains, use many methods, and integrate several types of data at different scales. The work done during this thesis allowed us to understand the difficulty of going back to petrophysical properties. The resolution of this issue remains the main challenge for geophysical exploration in the future.

ANNEXES

Annexe 1 : SEG Annual Conference (San Antonio 2007

Structural uncertainty effects on Reservoir grid infilling

Audrey NEAU*^{1,2}, PhD. Student, Audrey.neau@total.com, Pierre THORE*¹, Béatrice de VOOGD*²

1: TOTAL Pau, FRANCE

2: Modeling and Imaging in Geosciences, University of Pau, UMR5212 UPPA-CNRS-TOTAL FRANCE

Summary

In this paper, we study the impact of structural uncertainties on property infilling of reservoir grid. The workflow for such a study is the following:

- 1 Build multiple structural models around the Base Case;
- 2 Generate seismic cube attributes through an inversion workflow on each structural model;
- 3 Perform supervised classification on these cubes to calculate geological property cubes;
- 4 Use these cubes for reservoir grid infilling.

This procedure is required since structural uncertainties have an impact on inversion results and therefore affect facies repartition in the reservoir grid.

This is demonstrated on a real case example.

Introduction

The use of seismic data to interpolate properties between wells in the reservoir model has become an important goal for seismic interpretation. Relationships between reservoir properties and seismic attributes can be derived and then used to predict reservoir behavior.

The degree of confidence of seismic data needs to be assessed because the transformation of seismic information into reservoir properties is not univocal. Indeed, uncertainties occur at each step of the chain: on the seismic amplitudes, in the transformation of these amplitudes into

impedances, and in the generation of property probability cubes from impedances.

The state of the art handles the uncertainties associated with the last two steps. In this study, we take into account all these uncertainties and go further by taking structural uncertainties into account (workflow illustrated in Figure 1 and described hereafter).

In the first step, multiple structural models are simulated from the base case with a geostatistical tool. Then, each model is introduced in a stochastic inversion tool. Finally, all these inversion results are analyzed with a supervised classification algorithm from which we derive probability cubes used to infill reservoir grids.

Base Case for reservoir building workflow

First, a structural model is built based on seismic and well data interpretation. This model composed of horizons and faults must be consistent with all these data.

This model is then gridded and becomes a stratigraphic grid, information support for reservoir properties. The mesh is a compromise between geology, dynamic behavior and computing power derived constraints. It is chosen to be representative of both structural and dynamic characteristics of the reservoir.

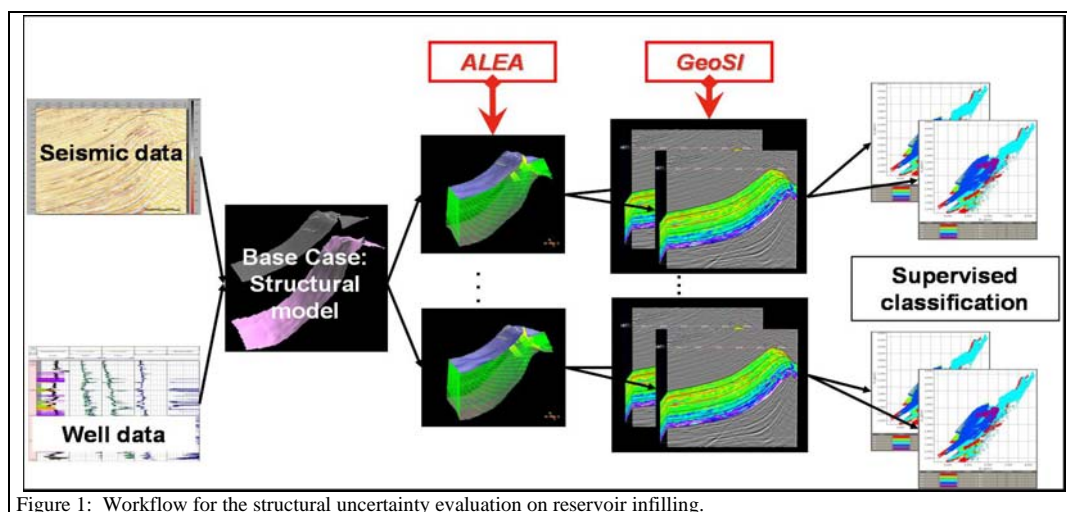


Figure 1: Workflow for the structural uncertainty evaluation on reservoir infilling.

Structural uncertainty effects on Reservoir grid infilling

There are different ways to fill a reservoir grid. Here we focus on reservoir grid filling based on attribute calibration (Fournier et al, 2002). Seismic attribute blocks are compared with well data and the result of this comparison is translated in each reservoir cell. This process is commonly used for facies identification and petrophysical property estimation. Dynamic fluid simulations are finally carried out on this final reservoir model.

In the following sections, we describe the methods used for this study, to model structural uncertainty, to perform seismic inversion and to calibrate the resulting attributes for facies analysis.

ALEA: Uncertainty assessment in structural models

Interpretation uncertainty is one of the most difficult sources of error to evaluate, when building a reservoir model (Thore et al, 2002).

There are different types of interpretation uncertainties:

- 1 – The velocity model for the time/depth conversion (misplacement of the reservoir grid);
- 2 – The seismic picking (lateral variation of seismic markers due to static or dynamic property changes, lithologic variations, gas presence, multiples...);
- 3 – Fault zones (shadowing, grinding zone).

It is possible to take into account these uncertainties by generating not only one unique model but several possible surfaces, all consistent with the geological interpretation.

Multiple reservoir model building is a requisite practice in order to evaluate uncertainties on reservoir structure and volume assessment.

The structural uncertainties processing is performed by ALEA (Gocad based in-house product from TOTAL), which works on the basis of the P-field technique. A non-conditional probability field is generated using Fast Fourier Transform, and conditioning is performed by Kriging residuals. Using the vectorial uncertainties associated to each horizon, a realization is drawn, giving a value of relative displacement which is added up to the reference horizon position (Figure 2).

In practice, we generate a global uncertainty envelope around the reference horizon, defined as a vector at each node location. The simulation of the multiple realizations for a surface is done by computing a local displacement of the grid which respects a 3D variogram corresponding to 2D lateral uncertainties on a horizon and a vertical correlogram between horizons.

With an initial reservoir grid as input, ALEA provides multiple realizations of the grid, using internal layers as reference horizons.

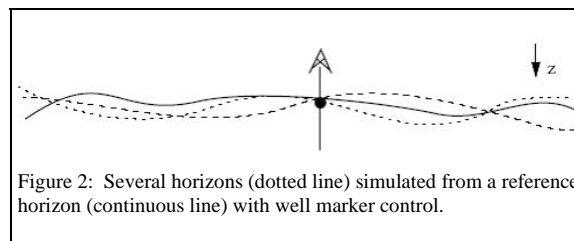


Figure 2: Several horizons (dotted line) simulated from a reference horizon (continuous line) with well marker control.

Geostatistical inversion methodology

Seismic attributes are generated with the geostatistical stochastic inversion method (GeoSI) developed in Williamson et al (2007). This approach combines seismic inversion with geostatistical data analysis and modeling. The spatial statistics from known control points (well logs) are generated and extended to the whole stratigraphic grid, used as information support for the inversion. Realizations are modified to simultaneously honor both the well and seismic data while respecting variogram definition of reservoir parameters (P and S impedances).

The main steps in the geostatistical inversion are as follow:

- 1 – Build a fine-scale stratigraphic grid from selected seismic horizons. Dimensions of the model correspond to the seismic data lateral sampling; the microlayering (for each interval between selected horizons) is user-defined.
- 2 – Perform log analysis to determine variograms for each well log and generate the *a priori* model for each attribute (conditioned models are realized using kriging from well logs).
- 3 – Associate uncertainty to prior model (interval to be visited for each attribute) and to all available data (confidence for well and seismic data). The expected behavior and correlation of inverted attributes are then defined.
- 4 – Perform iterative geostatistical inversion. From an initial realization (prior model), each column of the model is visited by Sequential Gaussian Simulation (SGS); this algorithm simulates the seismic data as a constraining factor for accepting or rejecting the trace.

This approach is also stochastic and AVA-dependent, meaning the procedure can generate a vast number of realizations all honoring the data, including several angle stacks for a better characterization of hydrocarbon indicators.

Seismic attributes for constrained reservoir property simulations

Fundamental parameters controlling wave propagation are rock densities and P and S wave velocities (which are sensitive to reservoir property changes). A common

Structural uncertainty effects on Reservoir grid infilling

attribute for reservoir characterization is impedance (product of density and velocity), either acoustic or elastic, which contains relationships between rock physics and seismic (Mukerji et al, 2001). From the multiple realizations of GeoSI, we use P and S impedances to calibrate attributes.

Relationships, between petroelastic (impedances) and petrophysical (facies) reservoir properties are analyzed at wells. They are reviewed at seismic scale by extracting minicubes around well locations.

The cross-plot Ip-Is colored by facies (or other property) at the well is divided into different parts. These parts must be as homogeneous as possible in the domain delimited by the attributes. The different zones revealed by the cross-plot are projected on the seismic cubes to generate geological property cubes.

Example from a West African offshore reservoir

The reservoir studied is a complex of submarine channel reservoirs. This is a thick Oligocene sequence of silty clays that includes important sandstone reservoirs in deepwater areas. The deposits are mainly turbiditic, with interbedded channel sands.

Near, mid, and far offset stacks are available at a resolution of 3 ms over a 4.8 Km x 1.8 Km area. Only one well in the higher part of the structure is available, with raw and interpreted logs. Five major lithofacies are defined from these logs and are used for facies classification (shales (1); laminated sands (2); fine sands (3); coarse sands (4); cemented sands (5)).

Reservoir top and bottom surfaces picked from the seismic data are used to build a corner-point stratigraphic grid of $114 \times 159 \times 113 = 2\,048\,238$ nodes. Panel 1 in Figure 3 shows the initial reservoir grid with well path (red track). The horizontal resolution of the grid ranges from 45 to 70 m. The vertical resolution ranges between 3 and 15 m.

Top and bottom layers are extracted from the initial reservoir grid as reference horizons. An uncertainty map (based on seismic picking derived uncertainties) is associated to each of them.

With the reference structural model and the uncertainty maps, one hundred equiprobable structural models are generated; two of them are illustrated in Figure 3. The initial grid (Panel 1, Figure 3) is G1, Panel 2 grid is G2 and

Panel 3 grid is G3. G2 top and bottom horizons are globally below initial horizons, whereas G3 top and bottom horizons are globally above initial horizons.

A hundred P (IP) and S (IS) impedance cubes are generated for several structural models, using the same layering and the same prior model for each of them. The multiple realizations obtained permit to evaluate reservoir uncertainty. The standard deviation ranges from 5% to 10% around the mean of all realizations. Figure 4 shows the P mean impedance on the 26th layer for each model. Considering the mean impedance for each structural model leads to differences mainly due to structural uncertainties. After validation of the inversion at the well, we are able to go ahead and classify the inversion results.

The impedance attribute cubes are then used to estimate the most likely facies by cross-plot analysis. Figure 5 shows the facies classification from the inverted traces compared to the known facies at the well, for each structural model. For each cross-plot, facies are analyzed separately.

Except for facies 1 (too much values) and facies 5 (not enough values), we observe that G2 generally has lower IS values (and to a lesser extent, IP too), while G3 displays globally higher IS values. This shows that probability cubes drawn from these classifications are affected by structural uncertainties.

Conclusions

These results show that structural uncertainty effects need to be assessed on property probability cubes before performing reservoir grid infilling. This has been done by considering not one but a class of structural models, all consistent with the seismic and well data.

The approach described here is a practical and functional mean to insert the concept of structural uncertainty in the reservoir modeling workflow.

Acknowledgements

The authors would like to thank TOTAL for the release of this work for publication. The authors would also like to acknowledge G.R.C. and C.G.G. collaborators for the use of GeoSI software.

Structural uncertainty effects on Reservoir grid infilling

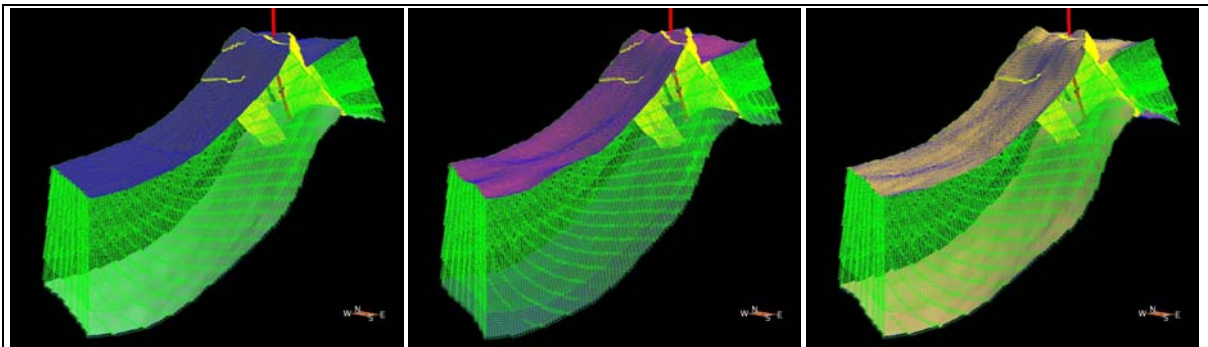


Figure 3: Structural models realized with ALEA: Panel 1: Initial grid; Panels 2 and 3: Deformed grid with uncertainty map.

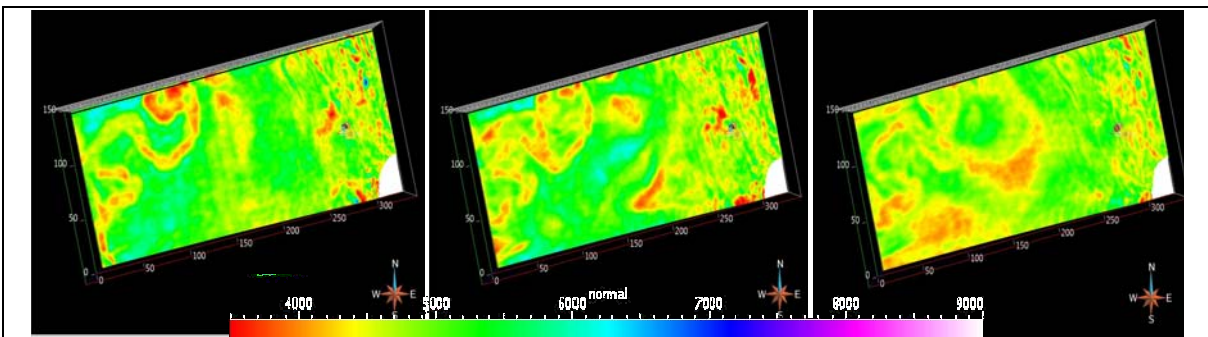


Figure 4: Layer 26 of P mean impedance on 100 realizations from GeoSI respectively for G1, G2 and G3 grids.

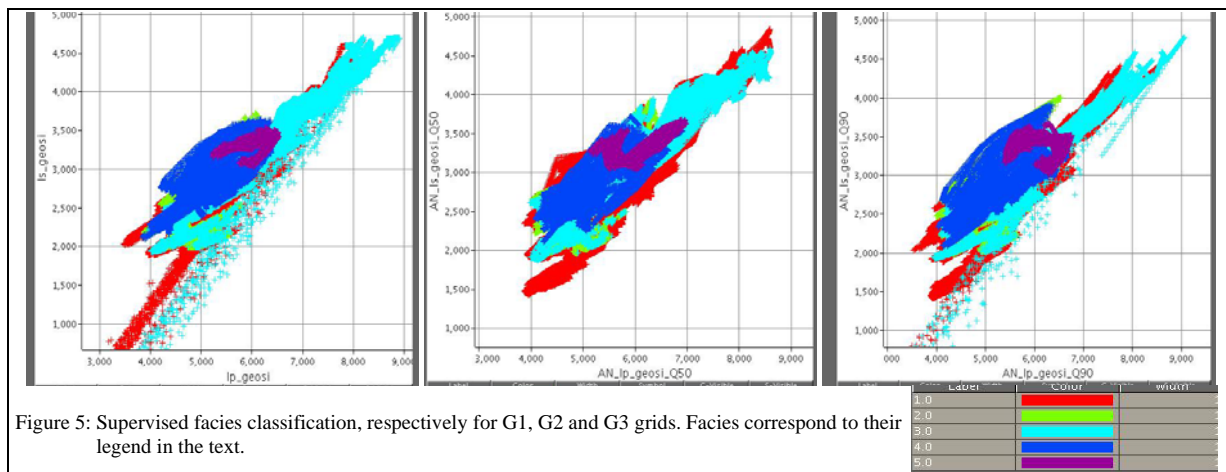


Figure 5: Supervised facies classification, respectively for G1, G2 and G3 grids. Facies correspond to their legend in the text.

EDITED REFERENCES

Note: This reference list is a copy-edited version of the reference list submitted by the author. Reference lists for the 2007 SEG Technical Program Expanded Abstracts have been copy edited so that references provided with the online metadata for each paper will achieve a high degree of linking to cited sources that appear on the Web.

REFERENCES

- Fournier, F., P. Y. Dequize, C. G. Macrides, and M. Rademakers, 2002, Quantitative lithostratigraphic interpretation of seismic data for characterization of the Unayzah Formation in central Saudi Arabia: *Geophysics*, 67, 1372–1381.
- Mukerji, T., P. Avseth, I. Takahashi, and E. F. Gonzalez, 2001, Statistical rock physics: Combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization: *The Leading Edge*, 3, 313–319.
- Thore, P., A. Shtuka, M. Lecour, T. Ait-Ettajer, and R. Cognot, 2002, Structural uncertainties: Determination, management, and applications: *Geophysics*, 67, 840–852.
- Williamson, P. R., A. J. Cherrett, and R. Bornard, 2007, Geostatistical stochastic elastic inversion - An efficient method for integrating seismic and well data: Presented at the 69th Conference and Exhibition, EAGE.

Annexe 2 : EAGE Annual Conference (Rome 2008)



A045

A Genetic Algorithm for Optimal Blocking of Well Logs

P. Thore* (TOTAL), G. Morin (NT Conseil) & A. Neau (TOTAL & University of Pau)

SUMMARY

Blocking well logs is an initial and mandatory step for many processes. It is an upscaling procedure and has no unique solution. In order to find a set of "optimal blocking" for geophysical applications we propose to use a criterion based on seismic difference between synthetic seismogram computed on the fine scale logs and synthetic seismogram computed on the blocked logs. The optimisation process is performed with a genetic algorithm because genetic algorithms have the ability to solve non linear problem and to provide a set of solutions which gives an idea of the uncertainty in the model space. Thanks to the limited number of parameters, blocked well logs can be used lately in many applications such as Massive Modelling.



Introduction

“Well logs contain very detailed information with no significance”(Chouinard and Paulson, 1988). The motivations for representing well log by a blocky model (the well blocking procedure) are numerous: the reduction of cpu time, the adaptation of well resolution to geological grid, the individualisation of significant geological layers, the reduction of number of parameters to manipulate.... Depending on applications the well blocking procedure will change the resolution from ½ foot (well logging rate) to several meters [1-20m]; this upscaling procedure is not unique and depends on the targeted objective. For example, for reservoir grid construction the objective is to define a layering discriminating high and low permeability layers and to average within each layer the property represented by the log (e.g. arithmetic averaging for porosity and harmonic averaging for permeability). In this process layers could be as thin as half a meter and as thick as tens of meters. The blocking of the well is done “by an expert hand” and the goal is to introduce the geology into the model definition. Several attempts have been made to block well automatically. For example Chouinard and Paulson, (1988) have developed a technique based on a Markov chain assuming a Gaussian distribution of log values. These techniques based on statistics make assumption not only on the statistics of the original log but also on the posterior distribution type. The Gaussian assumption is questionable, for example, Painter et al (1994) show that logs follow more closely Levy distribution than Gaussian distributions.

In a different field, geophysicists have a long experience of well blocking for the generation of synthetic seismogram. In a paper, Walden and Hosken (1988) defined a procedure for well blocking at the sampling rate of the seismic. On the contrary Prüßmann (94) shows the efficiency of using a variable interval derived from a threshold in velocity variation. Both approaches tend to “upscale” the log at a relatively thin scale and do not take into account at all any geological concept.

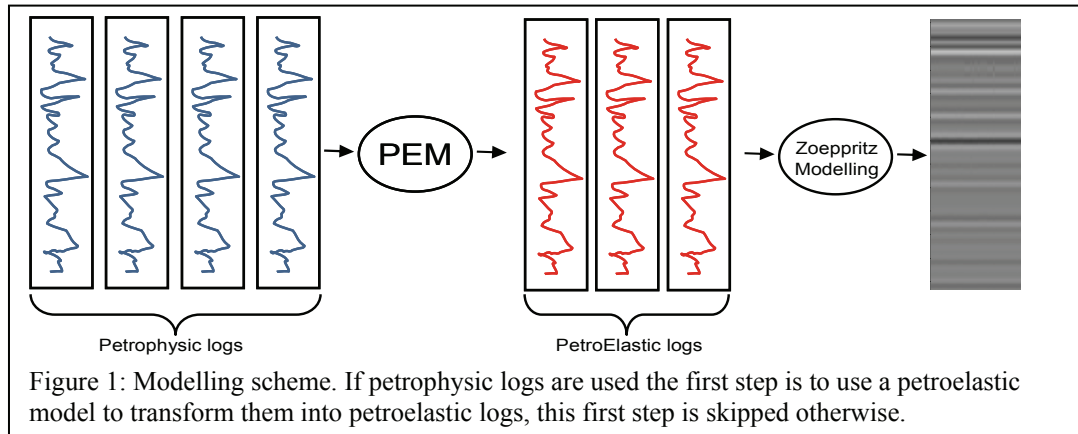
Our approach is different: we use a geological “interpretation” to block the logs and try to optimize it in the sense that the synthetic seismogram generated with the blocked logs matches as much as possible the synthetic seismogram generated with the original log.

Optimal Blocking of the well logs with genetic algorithms (GA)

An excellent presentation of GA applied to seismic is given by Mallick (Mallick, 1995). We refer to this article for reader non familiar with GA. In this section only the specific aspects of our problem are presented.

Estimation of Fitness: The evaluation of the fitness for each individual uses the scheme shown figure 1. The computed seismogram is compared to the seismogram computed with the original logs in a L^2 norm sense. The seismic response is only sensitive to impedance contrasts not directly to impedances. It is then possible that the GA algorithm introduces a drift in the density or velocity logs if no constrain is introduced. To avoid this artifact we have introduced in the fitness function a penalty term corresponding to the difference between the initial and the current model (actually the low frequency of the difference).

Benefit of using GA: Our fitness function is highly non convex and presents many local minima. Many blocked logs exhibit about the same fitness. Therefore the use of a local search technique (such as conjugate gradient) is not adequate and global search technique should be used. The choice of GA has appeared a natural choice for its ability to handle this type of situation (Mallick, 1995). One other advantage of using GA is its ability to handle non linear problem. This is the case of our problem, especially when petrophysic logs and petrophysic model (PEM) are used.



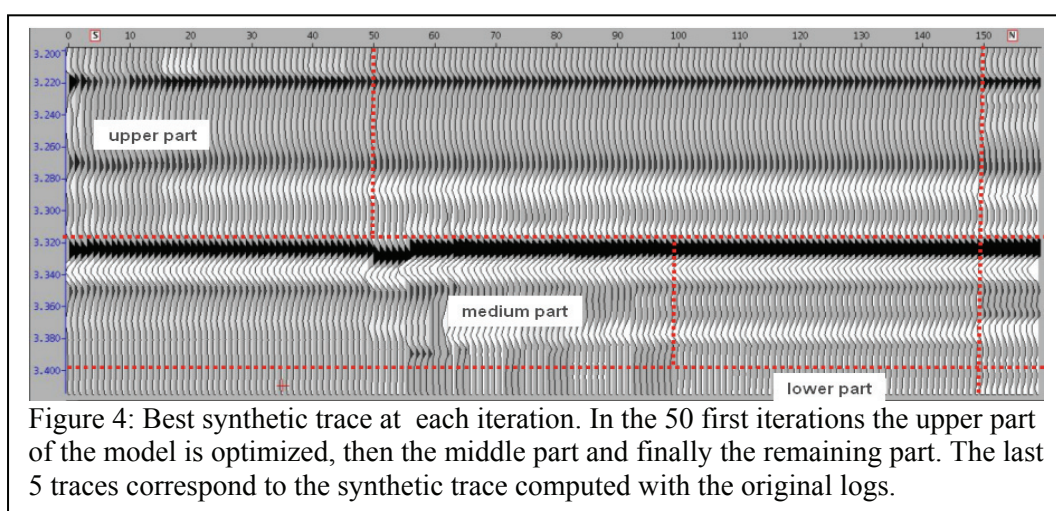
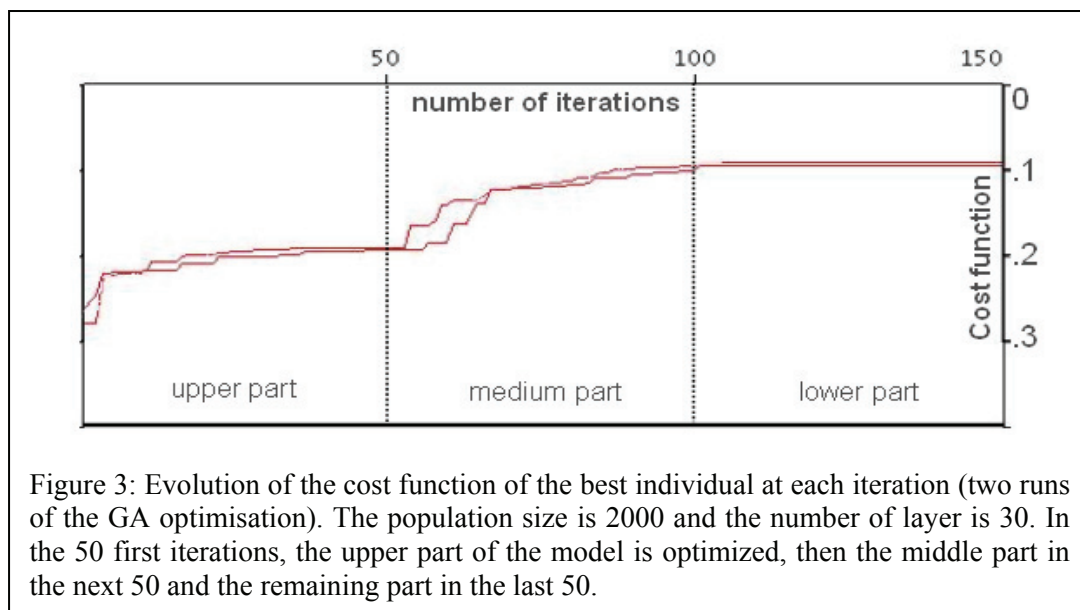
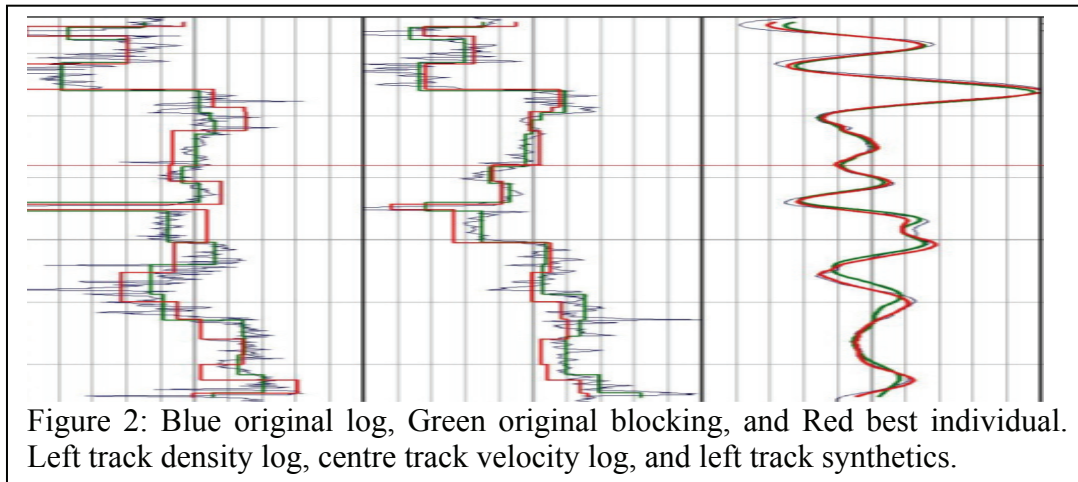
Initialization: The process starts with an initial blocking based on the limits of geological layers. For each log the blocked value in each layer has been computed using a standard procedure (usually averaging). The logs can be neutron-density, shale-ratio, porosity... and a petroelastic model that is used to transform these logs into petroelastic log i.e. compressional velocity (V_p) shear velocity (V_s) and density (R_o) or directly the petroelastic logs themselves (see figure 1). Associated with these initial values, we define a range of acceptable variations for both the parameters and the thicknesses of the layers. The initial population used in the GA is drawn randomly within these ranges of variation.

Parameterization and Evolution: All the parameters (ΔZ_i , R_{o_i} , V_{p_i} , V_{s_i} , $i \in [1, N]$, where N is the number of layers) are coded into a single chromosome. Typically the blocking is limited to the reservoir i.e. a thickness of 50 to 300 meters and the number of layers usually does not exceed 30. Even in these conditions the number of parameters is over 100 and requires a large population size in order to keep enough diversity i.e. to avoid the problem of generic drift (Mallick, 1995). In order to keep the population size reasonable (around 1000) and therefore to diminish the CPU time, we use GA in a layer stripping way. Starting from the top the upper layers (e.g. 10) are optimized during the first iterations (e.g. 50) then the next layers (with an overlapping on the previous layers) during the next (50) iterations and so on... Figure 3 shows the evolution of the cost function for two separate runs. At the beginning, the upper part of the log is optimized and the cost function rapidly diminishes then stabilizes and starts to diminish again when the next part of the log is optimized.

Examples

Figure 2 shows an example of optimization on a segment of a well of 200 meters and with 30 layers in the blocked logs. The final match between the synthetics is not perfect particularly at the top and the medium part of the synthetics. The residual discrepancy can be attributed to a) the limited number of layers in the blocked well b) the constraint of the initial blocked logs c) the small range of variation allowed for each parameter.

Figure 3 presents the cost function curves (inverse of fitness curve) for 2 runs of the GA. During the first 50 iterations only the upper part of the log is optimized, then in the next 50 iterations, the medium part and finally the bottom part of log are optimized. The fitness is changing very rapidly at the beginning of each step and then stabilizes when the optimal is reached. This can also be seen on figure 4 which displays the best synthetic trace at each iteration. The main variability is concentrated from iteration 1 to 15 and then from 51 to 75. Note that the upper part of the traces remains unchanged after iteration 50 since the upper of the log is only optimized during the 50 first iterations.



Example of Application:

Massive Seismic Modelling (Julien et al 2002) consists in computing the seismic response of a set of pseudo wells. It is used to compute the tuning curves for pre or post stack attributes

while varying the reservoir depth thickness and properties. The success of the technique requires the generation of realistic pseudo wells i.e. the generation of a set of realizations representative of the reservoir heterogeneity. For this reason, the technique has been improved by introducing geostatistical interpolation between wells. Variations can only be introduced at the geological scale (1 to several meters) and not at the log scale. The process starts by blocking the reference wells and optimizing them in the way presented in the previous section. The massive modeling is then computed on the geostatistical realizations as shown figure 5.

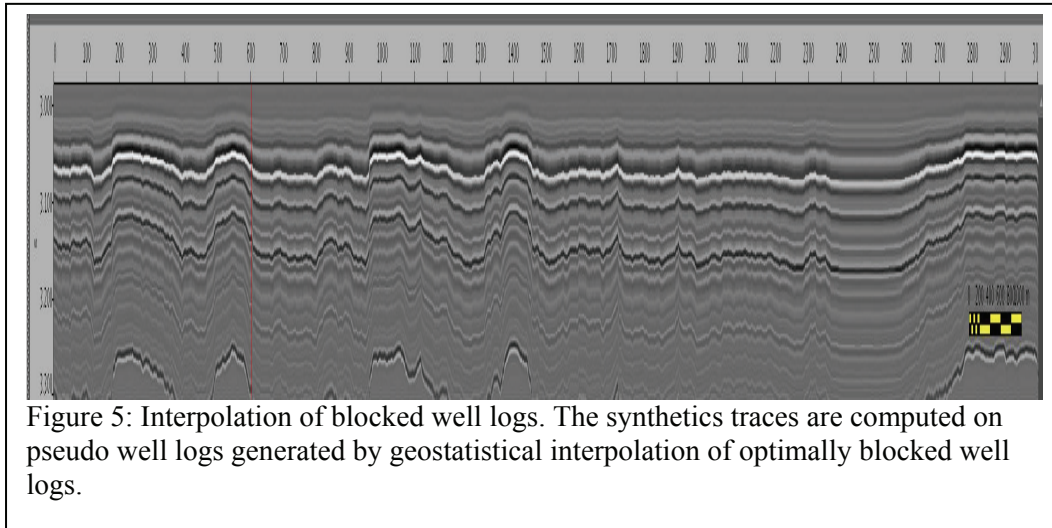


Figure 5: Interpolation of blocked well logs. The synthetic traces are computed on pseudo well logs generated by geostatistical interpolation of optimally blocked well logs.

Conclusion:

A technique for optimizing blocking of well logs at the geological scale has been presented. The criterion for optimality is the comparison of the synthetic seismograms generated with original logs and the blocked logs. We use genetic algorithm for optimization. The blocked logs after optimization can be used for any application which relates geology to seismic.

Bibliography:

- Chouinard P.N., Paulson K.V., 1998, A Markov-Gauss algorithm for blocking well logs: *Geophysics* 53, 1118-1121.
- Julien, P., F. Pivot, A. Douillard, Y. El Ouair, and S. Toinet, 2002, The importance of prestack massive seismic modeling for AVO calibration and seismic reservoir characterization: 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts , 1731-1734.
- Mallick S., 1995, Model-base inversion of amplitude-variation-with-offset data using genetic algorithm: *Geophysics* 60, 939-954.
- Painter S., Beresford G., Paterson L., 1995, On the distribution of seismic reflection coefficients and seismic amplitudes: *Geophysics* 60, 1187-1194.
- Prüßmann J., 1994, Averaging sonic and impedance logs at variable intervals: 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts , 81-85, Session: BG3.5.
- Walden A.T., Hosken W.J., 1988, Choosing the averaging interval when calculating primary reflection coefficients from well logs: *Geophysical Prospecting* 36, 799-824.

Annexe 3 : SEG Annual Conference (Las Vegas 2008)

Combining the Gradual Deformation Method with Seismic Forward Modeling to constrain Reservoir Models

Audrey NEAU* (1, 2), PhD. Student, Pierre THORE (1), Béatrice de VOOGD (2).

1: TOTAL Pau, France

2: Modeling and Imaging in Geosciences, UMR5212 UPPA-CNRS-TOTAL, University of Pau, France

SUMMARY

In this paper, we propose a new methodology for seismic inversion at the reservoir grid scale. The inversion engine adapts the Gradual Deformation Method (GDM) to seismic inversion.

GDM is a geostatistical technique, previously used in the field of history matching, that allows to continuously modify reservoir realizations, while preserving spatial variability.

The workflow is the following:

- Combine the initial petroelastic properties in the reservoir grid with an independent realization, accordingly to the principles of GDM;
- Condition the new realization with well logs;
- Simulate the synthetic seismic. The misfit between actual and synthetic data is given by the objective function;
- Minimize the objective function by perturbing the gradual deformation coefficient;
- Assign the optimized realization as the new initial one.

This loop is performed until the match with the actual seismic data is satisfactory.

We show that the basic GDM formulation gives promising results on a synthetic test case for seismic inversion in a reservoir model.

INTRODUCTION

Ensuring consistency between multiscale data for reservoir characterization is an important matter to increase constraints and reduce uncertainty in reservoir description.

The reservoir flow model must preserve the small-scale information content observed in well logs and the large-scale structure from global measurements such as production data. However, the history-matching process yields non-unique and misleading solutions because a given production curve can be derived from many models with completely different geological structures.

To achieve the best possible history match of production data, the reservoir model must synthesize as much information as possible. We decrease the number of possible models by collecting all available geological, geophysical as well as dynamic reservoir information, and integrate them in the reservoir description.

Constraining reservoir properties simulations to seismic data leads to much more accurate reservoir models. Due to difference in scale, the information derived from seismic data must be upscaled into the reservoir, leading to much inconsistencies and information losses.

We propose a new methodology to directly recover seismic attributes at reservoir scale, by combining the gradual deformation parameterization for the geostatistical reservoir model, and an inversion process to match seismic data. The proposed methodology includes:

1. Combination of the current and new random realizations under GDM operating principles;
2. Conditioning with the static hard data (well logs);
3. Synthetic seismic generation with the new realization;
4. Minimization of the cost function on the GD coefficient t ;
5. The optimized realization is set as the new current one;
6. Go back to step 1 until the objective function is satisfactory.

The overall procedure is shown in Figure 1.

This scheme is different from classical seismic inversion in the sense that it works directly in the reservoir grid, ensuring compatibility between reservoir and seismic data, whereas classical seismic inversion produce properties at seismic scale which are commonly used as a secondary variable for reservoir description.

This way, we recover equivalent impedances directly at reservoir scale, while minimizing an objective function based on the difference between the actual seismic and the synthetic seismic computed from these impedances.

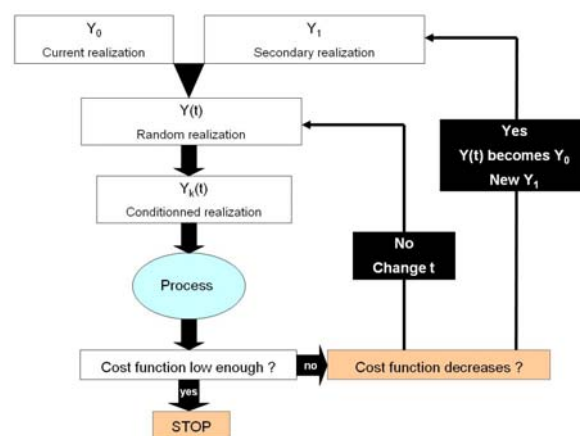


Figure 1: Workflow for GDM.

THE GRADUAL DEFORMATION METHOD:

The basic GDM formulation

Several versions of GDM exist, but they are all based on the same core scheme. GDM requires Gaussian realizations and aims at generating gradual (meaning continuous) perturbations on an initial property realization such as to better match the data.

The cornerstone for GDM is that the sum of two Gaussian random functions is a Gaussian random function (Hu, 2000). The basic relationship is of the form:

$$Y(t) = Y_0 \cdot \cos(t) + Y_1 \cdot \sin(t). \quad (1)$$

Y_0 and Y_1 are two independent Gaussian random functions with identical mean, variance and variogram. Y_0 is considered as the initial realization and Y_1 as a given complementary realization.

Whatever the gradual deformation coefficient t , $Y(t)$ is a Gaussian random function with the same two-order statistics than Y_0 and Y_1 . By changing t (from $t = 0$ to $t = \frac{\pi}{2}$), we create a continuous chain of realizations, connecting Y_0 and Y_1 .

Post-conditioning:

The realizations, obtained through linear combination, are unlikely to honor the static hard data. A post-processing step consists in using Kriging techniques to modify the realizations and make them consistent with these data. Conditioning the realization Y to the localized

Combining the Gradual Deformation Method with Seismic Forward Modeling to constrain Reservoir Models

observations is done through the relationship:

$$Y_c = Y_{dK} + [Y - Y_K]. \quad (2)$$

Y is the unconditional realization. Y_{dK} and Y_K are respectively the kriging estimates of the known data and the Y values at the same location. Y_c is the conditional realization.

This formalism ensures that the conditional realization honors the localized observations, while preserving the spatial variability.

Anamorphosis:

This method also extends to non-Gaussian realizations, provided that we transfer the initial experimental properties into the Gaussian domain. To do so, an experimental variable x can be transformed into a Gaussian variable V by Gaussian anamorphosis:

$$V = \phi^{-1}(F(x)), \quad (3)$$

where ϕ denotes the standard normal cumulative distribution function and F the sample cumulative distribution function. After combination, we back-transform the optimized realization in the experimental domain.

GEOSTATISTICAL SIMULATION ALGORITHM: THE FFT MOVING AVERAGE METHOD

Geostatistical simulation can provide us with independent realizations of reservoir properties, all consistent with the available informations (well log data, spatial variograms). There are different existing algorithms to create those new realizations.

The most efficient for the Gradual Deformation scheme is the Fast Fourier Transform Moving Average method or FFTMA (*Le Ravalec et al., 2000*), which performs Gaussian random realizations by generating random numbers with the needed spatial variability. The FFTMA method allows the generation of a Gaussian realization y with:

$$y = \mu + g \otimes z, \quad (4)$$

where μ is the mean, z a white Gaussian noise and g is a complex analytic function, coming from the covariance matrix $C = g \otimes \bar{g}$, depending on the spatial variability of the realization. To deal with the use of the convolution product to determine C , then y , we need to solve equation 4 into the spectral domain. With the Fourier Transform (FT), we transform the convolution product into a simple multiplication: $FT(g \otimes z) = G * Z$. If $S = FT(C)$, then we can create y with:

- Build C with the variogram from the initial realization;
- Generate the white noise z ;
- Calculate the Fourier Transform of C and z to obtain S and Z , respectively;
- Derive G from S ;
- Make the product $G * Z$;
- Calculate the Inverse Fourier Transform of $G * Z$ to obtain $g \otimes z$;
- Derive y from equation 4.

Full mathematical details for the FFTMA generator can be seen in *Le Ravalec et al. (2000)*.

SYNTHETIC SEISMIC GENERATION

Seismic modeling is an essential part of seismic inversion algorithms. To evaluate the quality of GD inversion, we need to generate the synthetic seismic from the optimized realizations.

A reservoir grid is neither regularly sampled in space, nor in depth.

To generate a seismic dataset, the reservoir grid is regularly resampled in the XY direction at the seismic scale. By this means, a set of pseudo-wells are computed, and their intersections with the reservoir grid allows to recover the elastic parameters for each layers. We call this ensemble of pseudo-wells a voxet.

Usually, a reservoir grid (and likewise the voxet) is defined in depth domain, while the seismic is in time domain. A time reference (a velocity model) is needed to convert the voxet from depth to time domain.

Then, the petroelastic properties are converted into reflection coefficients that are convolved with the seismic wavelet. Any method can be used to obtain the reflection coefficients, but here we choose a simple 1D convolution algorithm. The resulting traces give a good approximation of a zero-offset seismic.

A very important consideration on this whole process is the issue of upscaling. Indeed, the construction of the regular grid usually involves vertical upscaling and lateral downscaling, depending on the size of the reservoir grid cells. This transformation (reservoir grid into voxet) is non unique and must be done carefully to minimize the scale change effects (*Thore, 2006*).

The layer thickness, particularly, has an important impact on the vertical sampling of elastic properties, and thus on the quality of generated synthetics. One solution is to ensure that the reservoir grid has a layering thin enough to overcome this issue.

Otherwise, we need to interpolate the vertical samples to avoid artifacts due to the reservoir grid discretization.

STOCHASTIC OPTIMIZATION APPROACH

Objective function:

Constraining stochastic reservoir models to actual data is an optimization problem involving the definition of a minimization process between the actual data and the responses generated from the property realizations. Any objective function can be defined in the process. Here, we quantify this misfit by defining an objective function J with the squared-difference between real (d_{obs}) and simulated (d_{sim}) data:

$$J = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_{obs}} (d_{sim}^i - d_{obs}^i)^2, \quad (5)$$

with N_{obs} the number of observations.

A reservoir model is a high dimensional object. The number of cells amounts to $N = 10^4 - 10^7$. It is, therefore, very irrelevant to optimize the objective function with respect to the reservoir size.

The GD technique reduces the optimization to the single parameter t . In this way, we reduce a N -dimensional problem to a one-dimensional one. Starting with Y_0 the initial realization and Y_1 a new realization, we create a chain of realizations $Y(t)$ with equation 1 and we choose the optimized realization which objective function is the lesser.

Iterative approach:

The optimization scheme shown above might not reduce the objective function to a low-enough level in a one-step process. Consequently, we must repeat the procedure by choosing $Y(t)$ as the new initial realization and generating a new complementary one, until the objective function is satisfactory. At iteration n , equation 1 can be rewritten:

$$Y_n(t) = Y_{n-1} \cdot \cos(t) + u_n \cdot \sin(t). \quad (6)$$

where Y_{n-1} is the optimized realization at iteration $n - 1$, and u_n are the complementary realizations at each iteration. Y_n is the new optimized realization which improves (or at least maintains) the objective function from iteration $n - 1$.

Combining the Gradual Deformation Method with Seismic Forward Modeling to constrain Reservoir Models

EXAMPLE BASED ON A SYNTHETIC RESERVOIR CASE

We describe the use of GDM in the particular case of seismic inversion. Initial reservoir realizations are given as input to the GD Process. These realizations can be created by any means (smooth model from Kriging of logs, stratigraphic model from geologic knowledge, etc ...). The basic statistics and spatial variability are extracted from these initial realizations. We can then create as much complementary realizations as wanted.

Next, the GD Process is applied to generate optimized realizations which are then conditioned to well data by Kriging. If the initial realizations are petrophysical properties, they are combined together with a rock physics model to obtain petroelastic properties. If the initial realizations are petroelastic properties, we go ahead to the next step. We perform seismic forward modeling to obtain the seismic datasets that we compare to each other. The assessment of the objective function enables either to change t , to begin a new iteration or to stop the process (see Figure 1).

Synthetic model description:

We have a 3D reservoir model consisting of $26 \times 26 \times 113 = 76\,388$ cells, defined in the time domain (no time to depth conversion is required), with the following properties:

- "True" P-velocity $V_{p_{real}}$ and density ρ_{real} , from which we create the "actual" seismic dataset;
- Initial P-density $V_{p_{init}}$ and density ρ_{init} as input realizations for the process. Here, they were created from a supposed geological knowledge (repartition of facies in the grid);
- P-velocity $V_{p_{log}}$ and density ρ_{log} logs upscaled into the reservoir grid to constrain the new realizations to the real properties.

The process needs correlation lengths (given in number of cells) to define the variogram of the complementary realizations. One for the maximum horizontal range for the x-direction of the reservoir model, L_x , and one for the y-direction, L_y . There is also a vertical range L_z , defined implicitly in the process, to assure that the realizations by layers do not differ too much from each other. Here, we define $L_x = 10$ cells, $L_y = 20$ cells and $L_z = 2$ layers.

We also provide a wavelet for the generation of both actual and synthetic seismic datasets. The optimized realizations in the reservoir grid are exported in a Voxet. The "actual" and synthetic datasets are modeled using a simple 1D convolution technique. Figure 2 shows the different seismic datasets.

Results:

We show in the figures hereafter the results for the gradual deformation inversion. A process of 250 iterations runs for about 5 hours. Figure 2 shows how much the process change the initial synthetic section to obtain the final synthetic section. One can observe the non-seismic aspect of the initial seismic.

The objective function decreases by 69% from its initial value. This is illustrated on Figure 3, with the initial residuals (computed from the actual seismic and the initial synthetic sections) and the final residuals (between actual and final sections).

Figure 4 shows the 51st layer in the reservoir model. The first row is the P-velocity and the second one is the density. Again, one can observe the evolution between the initial and the final property realizations. We can also notice that the final properties recover the general shape of the real properties (smoothed aspect).

DISCUSSION AND CONCLUSION

The Gradual Deformation Method is a parameterization technique that allows to continuously perturb reservoir property realizations to solve an inverse problem. It takes into account scale change in the inversion process by simulating new realizations in a reservoir grid, while minimizing an objective function between the actual seismic data and the synthetic seismic datasets obtained from these realizations.

It has been tested on a 3D synthetic reservoir model and shows improvements of the reservoir realizations. The algorithm is not fully optimized but the run time is reasonable enough to consider using the method on actual data.

This feasibility test on seismic inversion directly in a reservoir model was done with the basic formulation for GDM. One of the first things to consider to optimize this algorithm is the improved GDM formulation (Hu *et al*, 2004), which consists in combining the initial realization with not one, but several complementary realizations. They also defined a gradient-oriented search to determine the best complementary realizations for the next iteration and the associated deformation coefficient t . Moreover, we can consider the use of parallel processing, by dividing the reservoir model in groups of layers with some layers in common between one group and the next. Our current researches include these improvements.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank TOTAL for the release of this work for publication.

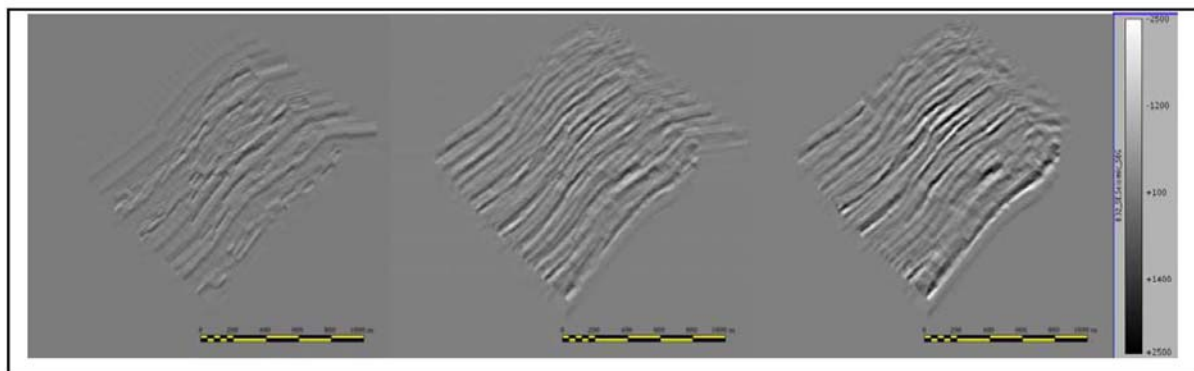


Figure 2: From left to right, seismic sections from initial and final realizations respectively, and "actual" seismic section.

Combining the Gradual Deformation Method with Seismic Forward Modeling to constrain Reservoir Models

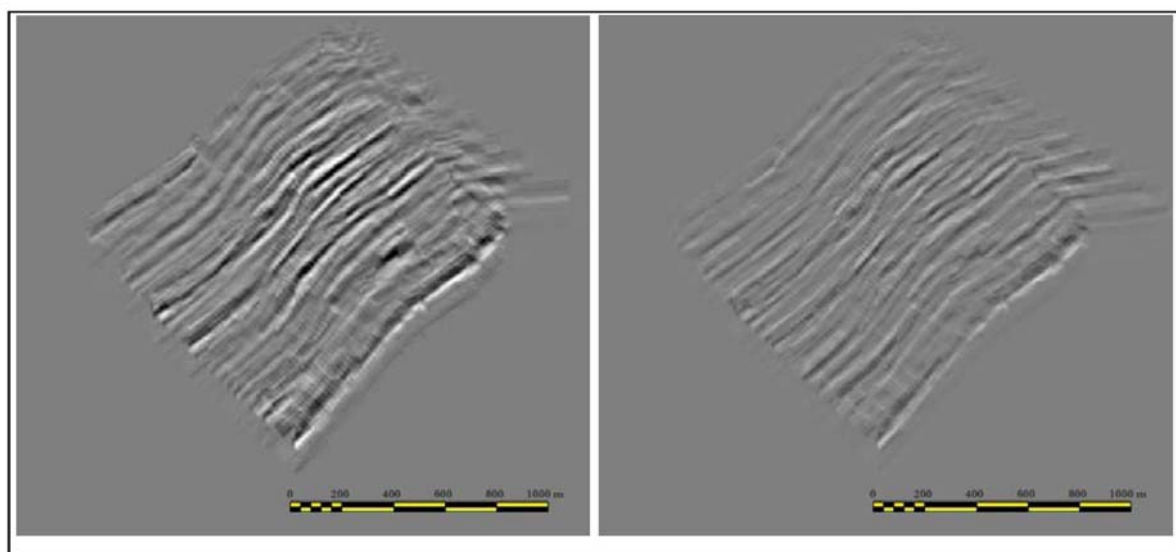


Figure 3: Seismic residuals before and after GD inversion.
Left: residuals between the actual and initial seismic sections ; right: between the actual and final seismic sections.

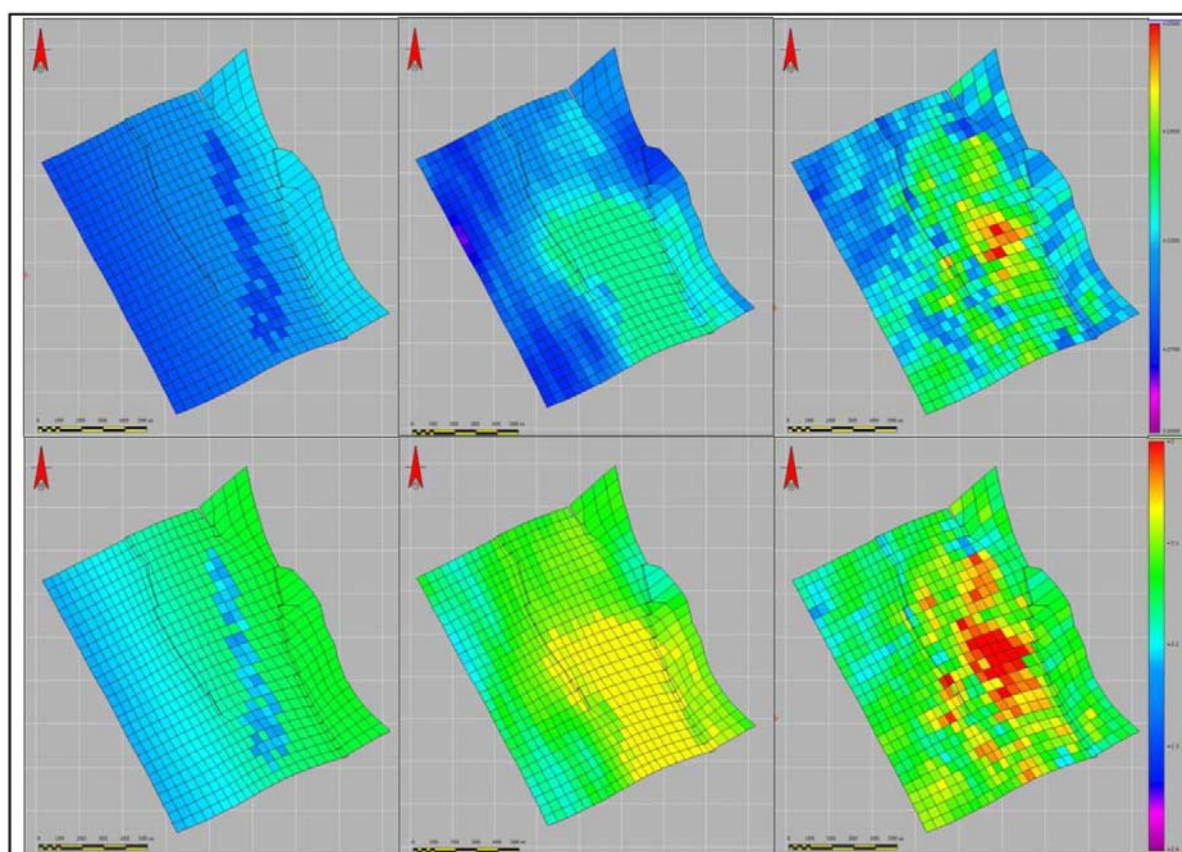


Figure 4: Visualization of GD inversion results in the reservoir model, on layer 51.
First row: P-velocity ; second row: density. From left to right, The initial, final and real property realizations.

EDITED REFERENCES

Note: This reference list is a copy-edited version of the reference list submitted by the author. Reference lists for the 2008 SEG Technical Program Expanded Abstracts have been copy edited so that references provided with the online metadata for each paper will achieve a high degree of linking to cited sources that appear on the Web.

REFERENCES

- Hu, L.-Y., 2000, Gradual deformation and iterative calibration of Gaussian-related stochastic models: *Mathematical Geology*, **32**, 87–108.
- Hu, L.-Y., and M. Le Ravalec, 2004, An improved gradual deformation method for reconciling random and gradient searches in stochastic optimizations: *Mathematical Geology*, **36**, 703–719.
- Le Ravalec, M., B. Noetinger, and L.-Y. Hu, 2000, The FFT moving average (FFTMA) generator: An efficient numerical method for generating and conditioning Gaussian simulations: *Mathematical Geology*, **32**, 701–723.
- Thore, P., 2006, Accuracy and limitations in seismic modeling of reservoir: 76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1674–1676.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- Aki, K. and Richards, P. (1980). *Quantitative Seismology : Theory and Methods*. W. H. Freeman, New York.
- Avseth, P., Mukerji, T., and Mavko, G. (2005). *Quantitative Seismic Interpretation : Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk*. Cambridge University Press.
- Balz, O., Pivot, F., and Veeken, P. (1999). Reservoir characterization using neural networks controlled by petrophysical and seismic modeling. *EAGE 61th Conference and Exhibition - Helsinki, Finland, 7 - 11 June 1999*.
- Biot, M. A. (1956a). Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. i low frequency range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, **28**(2), 168–178.
- Biot, M. A. (1956b). Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. ii higher frequency range. *Journal of the Acoustical Society of America*, **28**(2), 179–191.
- Bornard, R., Allo, F., Coleou, T., Freudenreich, Y., Caldwell, D. H., and Hamman, J. G. (2005). Petrophysical seismic inversion to determine more accurate and precise reservoir properties. *SPE Europec, Madrid, 13-16 June 2005*, (SPE94144).
- Bosch, M., Zamora, M., and Utama, W. (2002). Lithology discrimination from physical rock properties. *Geophysics*, **67**(2), 573–581.
- Breton, P., Modin, D., Duplantier, O., Thore, P., and Bredel, M. (2007). Seismic forward modeling for more representative reservoir model. *EAGE 69th Conference and Exhibition - London, UK, 11 - 14 June 2007*.
- Brownfield, M. E. and Charpentier, R. R. (2006a). Geology and total petroleum systems of the gulf of guinea province of west africa. *U.S. Geological Survey Bulletin*, **2207-C**, 32p. Available at http://pubs.usgs.gov/bul/2207/C/pdf/b2207c_508.pdf.
- Brownfield, M. E. and Charpentier, R. R. (2006b). Geology and total petroleum systems of the west-central coastal province, west africa. *U.S. Geological Survey Bulletin*, **2207-B**, 52p. Available at http://pubs.usgs.gov/bul/2207/B/pdf/b2207b_508.pdf.
- Buland, A. and Omre, H. (2003). Bayesian linearized avo inversion. *Geophysics*, **68**(1), 185–198.
- Caers, J. (2001). Geostatistical reservoir modeling using statistical pattern recognition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **29**(3), 177–188.

- Caers, J. and Zhang, T. (2002). Multiple-point geostatistics : a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models. In G. Grammer, editor, *Integration of outcrop and modern analog data in reservoir models*. European Association of Geoscientists and Engineers.
- Caers, J. F. (2007). Comparing the gradual deformation with the probability perturbation method for solving inverse problems. *Mathematical Geology*, **39**(1), 27–52.
- Cambois, G. (2000). Can p-wave avo be quantitative? *The Leading Edge*, **19**(11), 1246–1251.
- Campbell, A., Fryer, A., and Wakeman, S. (2005). Vertical seismic profiles, more than just a corridor stack. *The Leading Edge*, **24**(7), 694–697.
- Carcione, J. M., Hermanz, G. C., and ten Kroode, A. P. E. (2002). Seismic modeling. *Geophysics*, **67**, 1304–1325.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood, R. L. (1985). Relationships between compressionnal-wave ans shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, **50**, 571–581.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., and Kan, T. K. (1993). Rock physics - the link between rock properties and avo response. In J. P. Castagna and M. M. Backus, editors, *Offset-dependant reflectivity - Theory and practice of AVO analysis*, pages 135–171. Soc.Expl.Geophys.
- Cerveny, V. (2001). *Seismic Ray Theory*. Cambridge University Press.
- Chandra, M., Srivastava, A. K., Singh, V., Tiwary, D. N., and Painuly, P. K. (2003). Lithostratigraphic interpretation of seismic data for reservoir characterization. *AAPG International Conference - Barcelona, Spain, 21 - 24 September 2003*.
- Chen, H. and Castagna, J. P. (2000). Anisotropic effects on full and partial stacks. *Geophysics*, **65**(4), 1028–1031.
- Chiles, J. and Delfiner, P. (1999). *Geostatistics - Modeling spatial uncertainty*. Wiley series in probability and statistics, New York, USA.
- Cognot, R., Thore, P., and Haas, A. (1994). Tying seismic to well data using structural uncertainties. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **13**(1), 494–497.
- Coleou, T., Poupon, M., and Azbel, K. (2003). Interpreter’s corner—unsupervised seismic facies classification : A review and comparison of techniques and implementation. *The Leading Edge*, **22**(10), 942–953.
- Coleou, T., Formento, J.-L., Gram-Jensen, M., van Wijngaarden, A.-J., Haaland, A. N., and Ona, R. (2006). Petrophysical seismic inversion applied to the troll field. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **25**(1), 2107–2111.
- Corredor, F., Shaw, J. H., and Bilotti, F. (2005). Structural styles in the deep-water fold and thrust belts of the niger delta. *AAPG Bulletin*, **89**(6), 753–780.
- deGroot, P., Campbell, A., Kavli, T., and Meynyk, D. (1993). Reservoir characterization from 3d seismic data using neural networks and stochastic modelling techniques. *EAGE 55th Conference and Exhibition - Stavanger, Norway, June 1993*.

- deGroot, P. F. M., Bril, A. H., Florist, F. J., and Campbell, E. A. (1996). Monte carlo simulation of wells. *Geophysics*, **61**(3), 631–638.
- Doyen, P. M. (2007). *Seismic reservoir characterization : an Earth modelling perspective*. EAGE Publications BV.
- Dubrule, O. (2003). *Geostatistics for seismic data integration in Earth Models*. European Association of Geoscientists and Engineers.
- Dumay, J. and Fournier, F. (1988). Multivariate statistical analyses applied to seismic facies recognition. *Geophysics*, **53**(9), 1151–1159.
- Duplantier, O., Hadj-Kacem, N., and Vittori, J. (2006). New strategies for seismic facies upscaling to the reservoir grid scale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas*, (SPE101945).
- Egreteau, A. (2005). *Etude des variations de l'amplitude de la réflectivité du sous-sol après imagerie sismique en profondeur*. Ph.D. thesis, Ecole des Mines de Paris.
- Enge, H. D., Buckley, S. J., Rotevant, A., and Howell, J. A. (2007). From outcrop to reservoir simulation model : Workflow and procedures. *Geosphere*, **3**(6), 469–490.
- Escobar, I., Williamson, P., Cherrett, A., Doyen, P. M., Bornard, R., Moyen, R., and Crozat, T. (2006). Fast geostatistical stochastic inversion in a stratigraphic grid. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **25**(1), 2067–2071.
- Fang, J. H., Karr, C. L., and Stanley, D. A. (1992). Genetic algorithm and its application to petrophysics. (SPE26208).
- Fournier, F. and Derain, J. F. (1992). Seismic data integration in reservoir simulations through a multivariate statistical calibration approach. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **11**(1), 95–98.
- Fournier, F. and Derain, J.-F. (1995). A statistical methodology for deriving reservoir properties from seismic data. *Geophysics*, **60**(5), 1437–1450.
- Francis, A. M. (2002). Deterministic inversion : Overdue for retirement ? *PETEX 2002 Conference and Exhibition, London, UK*.
- Francis, A. M. (2005). Limitations of deterministic and advantages of stochastic seismic inversion. *CSEG Recorder*, pages 5–11.
- Froidevaux, R. (1993). Probability field simulation. In A. Soares, editor, *Geostatistics Troia 1992*, volume 1, pages 73–84. Kluwer, New York.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., and Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, **39**, 770–780.
- Gassmann, F. (1951). Über die elastizität poröser medien. *Vierteljahrsschrift der naturforschenden gesellschaft in Zürich*, **96**, 1–23. English traduction available at <http://sepwww.stanford.edu/sep/berryman/PS/gassmann.pdf>.
- Gill, D., Shomrony, A., and Fligelman, H. (1993). Numerical zonation of log suites and log facies recognition by multivariate clustering. *AAPG Bulletin*, **77**, 1781–1791.

- Gnadesikan, R., Blashfield, R. K., Breiman, L., Dunn, O. J., Friedman, J. H., Fu, K., Hartigan, J., Kttenring, J. R., Lachenbruch, P. A., Olshen, R. A., and Rohlf, J. (1989). Discriminant analysis and clustering. *Statistical Science*, **4**, 34–69.
- Gomez, J. and Srivastava, R. (1990). Isim3d : an ansi-c tree-dimensional multiple indicator for conditional simulation. *Computer and Geosciences*, **16**, 395–410.
- Goovaerts, P. (1997). *Geostatistics for natural resources evaluation*. Applied Geostatistics Series, New York, USA.
- Goovaerts, P. (2002). Geostatistical modeling of spatial uncertainty using p-field simulation with conditional probability fields. *International Journal of Geographical Information Science*, **16**, 167–178.
- Hadj-Kacem, N. and Pivot, F. (2005). "crafty" techniques for populating géomodèles with seismic attributes data. *EAGE 67th Conference and Exhibition - Madrid, Spain, 13 - 16 June 2005*.
- HadjKacem, N. (2006). *Intégration des données sismiques pour une modélisation statique et dynamique plus réaliste des réservoirs*. Ph.D. thesis, Ecole des Mines de Paris.
- Himberg, J., Korpiaho, K., Mannila, H., Tikanmaki, J., and Toivonen, H. (2001). Time series segmentation for context recognition in mobile devices. *International Conference on Data Mining (ICDM 2001) - San Jose, USA, 29 November - 2 December 2001*, pages 203–210.
- Holland, J. H. (1975). *Adaptation in Natural and Artificial Systems : An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*. The University of Michigan.
- Hu, L.-Y. (2000). Gradual deformation and iterative calibration of gaussian-related stochastic models. *Mathematical Geology*, **31**(1), 87–108.
- Hu, L.-Y. and Ravalec-Dupin, M. L. (2004). An improved gradual deformation method for reconciling random and gradient searches in stochastic optimizations. *Mathematical Geology*, **36**(6), 703–719.
- Hu, L.-Y., Ravalec-Dupin, M. L., Blanc, G., Roggero, F., and Noetinger, B. (1999). Reducing uncertainties in production forecasts by constraining geological modeling to dynamic data. *Annual Technical Conference of the SPE, Huston, USA*, (SPE56703).
- Insalaco, E., Virgone, A., Courme, B., Gaillot, J., Kamali, M., Moallemi, A., Lotfpour, M., and Monibi, S. (2006). Upper dalan member and kangan formation between the zagros mountains and offshore fars, iran : depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *GeoArabia*, **11**(2), 75–176.
- Journel, A. G. and Ying, Z. (2001). The theoretical links between sequential gaussian simulation, gaussian truncated simulation and probability field simulation. *Mathematical Geology*, **33**(1), 31–40.
- Julien, P., Pivot, F., Douillard, A., El-Ouair, Y., and Toinet, S. (2002). The importance of pre-stack massive seismic modeling for avo calibration and seismic reservoir characterization. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **21**(1), 1731–1734.

- Kohonen, T. (1990). The self-organizing map. *Proceedings of the IEEE*, **78**(9), 1465–1480.
- Krebes, E. (2004). Seismic forward modeling. *CSEG Recorder*, pages 28–39.
- Lecerf, D., Navion, S., and Boelle, J.-L. (2009). Azimuthal residual velocity analysis in offset vector for waz imaging. *71st EAGE Conference and Exhibition - Amsterdam, The Netherlands, 8 - 11 June 2009*.
- Lecomte, I. and Pochon-Guerin, L. (2005). Simulated 2d/3d psdm images with a fast, robust, and flexible fft-based filtering approach. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **24**(1), 1810–1813.
- Li, Y. and Kareem, A. (1991). Simulation of multivariate non stationary random processes by fft. *Journal of Engineering Mechanics*, **117**(5), 1037–1058.
- Linari, V. (2004). A practical approach to well-seismic data calibration. *The Leading Edge*, **23**(8), 774–775.
- Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J. (2003). *The Rock Physics Handbook : Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press.
- Menezes, C. and Gosselin, O. (2006). From logs scale to reservoir scale : Upscaling of the petroelastic model. *Annual Conference and Exhibition of the EAGE, Vienna, Austria*, (SPE100233).
- Moyen, R. (2005). *Paramétrisation 3D de l'espace en géologie sédimentaire : Le modèle GEOCHRON*. Ph.D. thesis, Institut National Polytechnique de Lorraine, Ecole Nationale Supérieure de Géologie.
- Mukerji, T., Jorstad, A., Avseth, P., Mavko, G., and Granli, J. R. (2001). Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a north sea reservoir : Seismic inversions and statistical rock physics. *Geophysics*, **66**(4), 988–1001.
- Narasimhan, T. N. (1983). A note on volume-averaging. In G. F. Pinder, editor, *Flow through porous media*, pages 46–50. Computational Mechanics Publication.
- Neau, A., Thore, P., and de Voogd, B. (2007). Structural uncertainty effects on reservoir grid infilling. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **26**(1), 1397–1401.
- Neau, A., Thore, P., and de Voogd, B. (2008). Combining the gradual deformation method with seismic forward modeling to constrain reservoir models. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **27**(1), 1910–1914.
- Nivlet, P., Lefebvre, F., and Piazza, J. (2007). 3d seismic constraint definition in deep-offshore turbidite reservoir. *Oil and Gas Science and Technology*, **62**(2), 249–264.
- Pennington, W. D. (1997). Seismic petrophysics : An applied science for reservoir geophysics. *The Leading Edge*, **16**, 241–244.
- Pollastro, R. M. (2003). Total petroleum systems of the paleozoic and jurassic, greater ghawar uplift and adjoining provinces of central saudi arabia and northern arabian-persian gulf. *U.S. Geological Survey Bulletin*, **2202-H**, 107p. Available at <http://pubs.usgs.gov/bul/b2202-h/b2202-h.pdf>.

- Poulton, M. M. (2002). Neural networks as an intelligence amplification tool : A review of applications. *Geophysics*, **67**(3), 979–993.
- Ravalec-Dupin, M. L., Noetinger, B., and Hu, L.-Y. (2000). The fft moving average (fft-ma) generator : an efficient numerical method for generating and conditioning gaussian simulations. *Mathematical Geology*, **32**(6), 701–723.
- Ringrose, P. S. (2007). Myths and realities in upscaling reservoir data and models. (SPE106620).
- Romero, C. and Carter, J. (2001). Using genetic algorithms for reservoir characterisation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **31**(2), 113–123.
- Ruan, F. and McLaughlin, D. (1998). An efficient multivariate random field generator using the fast fourier transform. *Advances in water resources*, **21**, 385–399.
- Saggaf, M. M., Toksöz, M. N., and Mustafa, H. M. (2003). Estimation of reservoir properties from seismic data by smooth neural networks. *Geophysics*, **68**(6), 1969–1983.
- Samson, P., Dubrule, O., and Euler, N. (1996). Quantifying the impact of structural uncertainties on gross rock volume estimates. *European 3-D Reservoir Modelling Conference - Stavanger, Norway, 16 - 17 April 1996*, (SPE35535).
- Sen, M. K. (2006). *Seismic Inversion*. Society of Petroleum Engineers, USA.
- Sen, M. K. and Stoffa, P. L. (1992). Genetic inversion of avo. *The Leading Edge*, **11**(1), 27–29.
- Souche, L. (2005). *Méthodes numériques pour la représentation des failles et des structures géologiques faillées*. Ph.D. thesis, Institut National Polytechnique de Lorraine, Ecole Nationale Supérieure de Géologie.
- Srivastava, E. M. (1992). Reservoir characterization with probability field simulation. *Annual Technical Conference of the SPE, Washington D.C., USA*, (SPE24753), 927–938.
- Stoffa, P. L. and Sen, M. K. (1991). Nonlinear multiparameter optimization using genetic algorithms : Inversion of plane-wave seismograms. *Geophysics*, **56**(11), 1794–1810.
- Strebelle, S. (2000). *Sequential simulation drawing structures from training images*. Ph.D. thesis, Stanford University.
- Strebelle, S., Payrazyan, K., and Caers, J. (2002). Modeling of a deepwater turbidite reservoir conditional to seismic data using multiple-point geostatistics. *Annual Technical Conference of the SPE, San Antonio, USA*, (77425).
- Thore, P., Shtuka, A., Lecour, M., Ait-Ettajer, T., and Cognot, R. (2002). Structural uncertainties : Determination, management, and applications. *Geophysics*, **67**(3), 840–852.
- Thore, P., Morin, G., and Neau, A. (2008). A genetic algorithm for optimal blocking of well logs. *EAGE 70th Conference and Exhibition - Rome, Italy, 9 - 12 June 2008*.
- Tonn, R. (2002). Neural network seismic reservoir characterization in a heavy oil reservoir. *The Leading Edge*, **21**(3), 309–312.

- Virieux, J. (1986). P-sv wave propagation in heterogeneous media : Velocity-stress finite-difference method. *Geophysics*, **51**(4), 889–901.
- Virieux, J. and Farra, V. (1991). Ray tracing in 3-d complex isotropic media : An analysis of the problem. *Geophysics*, **56**(12), 2057–2069.
- Walden, A. T. (1991). Making avo sections more robust. *Geophysical Prospecting*, **39**, 915–942.
- Walden, A. T. and White, R. E. (1984). On errors of fit and accuracy in matching synthetic seismograms and seismic traces. *Geophysical Prospecting*, **32**, 871–891.
- Wang, Z. Z. (2001). Fundamentals of seismic rock physics. *Geophysics*, **66**, 398–412.
- White, R. and Simm, R. (2003). Good practice in well ties. *First Break*, **21**(10), 75–83.
- Williamson, P., Cherrett, A., and Bornard, R. (2007). Geostatistical stochastic elastic inversion - an efficient method for integrating seismic and well data constraints. *EAGE 69th Conference and Exhibition - London, UK, 11 - 14 June 2007*.
- Yarus, J. M. and Chambers, R. L. (2006). Practical geostatistics, an armchair overview for petroleum reservoir engineers. *Journal of Petroleum Technology*, pages 78–87.
- Yilmaz, O. (2001). *Seismic data analysis : Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic data*. Investigations in Geophysics no.10 - 2nd Edition. Soc.Expl.Geophys.
- Yin, Y. and Pillet, W. (2006). Seismic data preparation for improved elastic inversion of angle stacks. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, **25**(1), 2042–2046.
- Ziolkowski, A., Underhill, J. R., and Johnston, R. G. K. (1998). Wavelets, well ties and the search for subtle stratigraphic traps. *Geophysics*, **63**(1), 297–313.

CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS PAR LES DONNÉES SISMQUES AVEC L'AIDE DE LA GÉOMODÉLISATION

Résumé :

La caractérisation sismique des réservoirs pétroliers nécessite l'intégration de plusieurs techniques (lithosismique, géomodélisation, géostatistique et pétrophysique). L'information sismique est d'abord utilisée pour décrire la structure des réservoirs car son utilisation pour la description des faciès ne se fait pas sans difficultés. L'objectif de cette thèse est d'apporter des outils nouveaux basés sur l'utilisation de l'information sismique pour caractériser les réservoirs.

Un premier travail a consisté à évaluer l'impact des incertitudes structurales et leurs conséquences en terme de classification de faciès. Ensuite, nous considérons la modélisation sismique comme aide à l'évaluation du modèle réservoir pour faire le lien entre les simulateurs et la réponse sismique du réservoir. Nous développons ensuite deux approches alternatives aux méthodes traditionnelles en caractérisation réservoir.

La première utilise les déformations graduelles pour créer des réalisations de propriétés réservoirs. Ces propriétés sont à l'échelle réservoir, conditionnées aux puits, et respectent une fonction coût basée sur la comparaison des données sismiques réelles et synthétiques.

La seconde méthode repose sur la classification supervisée par réseaux de neurones pour analyser la forme des traces sismiques. Une première étape consiste à générer tous les modèles pétrophysiques envisageables et à les analyser par réseaux de neurones. Les neurones ainsi identifiés sont appliqués aux données réelles, pour trouver des relations pétrophysiques/sismiques identiques aux données d'apprentissage.

Tous les travaux sont validés sur des champs réels, choisis pour leurs particularités géologiques (lithologie du réservoir, complexité structurale).

RESERVOIR CHARACTERIZATION BASED ON SEISMIC DATA WITH THE HELP OF GEOMODELING METHODS

Abstract :

Seismic characterization of hydrocarbon reservoirs is based on various techniques : lithoseismic, geomodeling, geostatistics, evolutionary algorithms, and petrophysics. Seismic information is first used for the description of the reservoir structure, but then its relationship with facies description is a difficult task. The aim of this thesis is to develop new tools for seismic reservoir characterization. A first work has consisted in evaluating the impact of structural uncertainties on petroelastic inversion and its consequences in terms of facies classification. Then, we consider seismic modeling as an aid to reservoir model evaluation. This modeling step will make the connection between the reservoir simulators (or geomodelers) and the seismic response of the reservoir.

Then we develop two alternative approaches for petroelastic and petrophysical inversion. The first one uses the gradual deformation method to generate reservoir property realizations. This method generates properties at the reservoir scale, conditioned by the wells, while respecting a cost function based on the comparison of actual and synthetic seismic data.

The second method is based on supervised classification principle and uses neural networks to analyze the waveform of seismic traces. A first step is to generate a volume containing all possible petrophysical models for the concerned field. These models are analyzed by the neural networks. The neurons identified are applied on the actual data to recognize similar petrophysical/seismic relationships.

All methods are tested and validated on actual reservoirs, chosen for their specific features (structural complexity, reservoir lithology).
